

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

В.В. Вшивков

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ

М.С. Уманский

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

ISSN 2307-4701

Учредитель и издатель:
ООО «М-центр»
г. Тюмень, ул. Д.Бедного, 98-3-74

Адрес редакции:
г. Тюмень, ул. 30 лет Победы, 81А,
оф. 200-201
Телефон: (3452) 73-27-45
Факс: (3452) 54-07-07
E-mail: sibir@sibtel.ru

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

Интернет-ресурсы:
www.elibrary.ru

Журнал включен
в Российский индекс
научного цитирования
(РИНЦ)

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

Редакция не несет ответственности за
содержание рекламных материалов
Редакция не всегда разделяет мнение
авторов опубликованных работ
Макет, верстка, подготовка к печати:
ООО «М-центр»
Подписан в печать 19.11.2016 г.

Заказ № 105. Тираж 1000 экз.

Цена свободная

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

16+

Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии
и геофизики СО РАН, г. Тюмень
Тюменский государственный медицинский университет

МАТЕРИАЛЫ

международной научно-практической конференции

**«Человек: здоровье,
экология, природопользование»**

22-24 ноября 2016 г., Дубаи (ОАЭ)

Оргкомитет:

А.Р. Курчиков – д.г.-м.н., профессор, академик РАН (председатель)
С.И.Грачев – д.т.н., профессор, Тюменский ИУ (сопредседатель)
П.Б. Зотов – д.м.н., профессор, Тюменский ГМУ (сопредседатель)

Природопользование

- А.Ф. Безносиков, Б.С. Сыздыков,
В.В. Жирнов, А.А. Владимиров*
Выбор системы разработки для месторождений
вязкой нефти 4
- А.Ю. Белоносов, А.Е. Кудрявцев,
Р.И. Тимшанов, С.А. Шешуков*
Применение дистанционных и заверочных наземных
работ для оценки перспектив нефтегазоносности
Вагайско-Ишимской впадины 5
- В.А. Бешенцев, Р.Н. Абдрашитова,
Ю.И. Сальникова, Ю.В. Беспалова*
К вопросу о гидродинамических
и гидрогеотермических условиях полярного Урала 6
- О.О. Бурденюк*
Обобщение опыта отечественных и зарубежных
ученых в области закачки воды
в нефтегазоконденсатные пласты 8
- В.В. Жирнов, В.Н. Таплин, У.Э. Хасиев, Е.В. Спирина*
Оценка результатов мероприятий по повышению
продуктивности скважин 9
- В.В. Инякин, И.А. Усачев*
Проблемы газоконденсатных исследований
низкопроницаемых продуктивных коллекторов
Ачимовских залежей Уренгойского месторождения 10

<i>В.В. Инякин, У.Э. Хасиев, В.В. Жирнов, В.Н. Таплин, Е.В. Спирина</i>	Оборудование для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей	11	<i>И.С. Симарова, М.В. Лескин, М.А. Гурьева, Е.В. Ваганов</i>	Анализ показателей эксплуатации нефтегазовой залежи горизонтальными скважинами	44
<i>Р.П. Казак, А.А. Хайруллин, Е.И. Мамчистова</i>	Проблема выноса проппанта и рекомендации по его удалению путём вакуумной очистки для Горшковской площади Приобского месторождения	12	<i>Р.И. Тимшанов, Е.А. Устименко, Е.А. Фурсенко</i>	Связь наземных геохимических распределений с нефтеносностью на примере месторождений Западной и Восточной Сибири	45
<i>М.С. Королев, А.В. Нурмакин, И.Х. Некдаров, А.Г. Сергеев</i>	Исследование скважин после проведения гидравлического разрыва пласта	14	<i>А.Т. Хусаинов</i>	Оценка прогнозируемости системы поддержания пластового давления нейронными сетями на нефтяных месторождениях	48
<i>М.С. Королев, А.В. Нурмакин, А.А. Мунасыпов, Р.Ф. Миннегалиев</i>	Определение текущей нефтенасыщенности с помощью обработки индикаторной линии скважины	16	<i>К.В. Шешукова</i>	Анализ отечественной и зарубежной литературы в области применения различных типов заканчивания скважин	49
<i>М.С. Королев, А.В. Нурмакин, А.А. Мунасыпов, Р.Ф. Миннегалиев</i>	Метод математического описания нелинейной фильтрации	17	<i>И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов</i>	Анализ методов ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири	49
<i>М.С. Королев, А.В. Нурмакин, И.Х. Некдаров, А.Г. Сергеев</i>	Метод определения забойного давления в скважине с учетом вспенивания скважинного флюида	21	<i>Н.Н. Дежурова, И.Р. Тункив</i>	Технологии эксплуатации газовых скважин с наличием жидкой фазы на забое скважины	51
<i>Е.В. Кугач, Т.С. Власова</i>	Геологическое строение и гидрогеологические условия территории района Тобольск-Демьянское (сводный геолого-гидрогеологический разрез)	23	<i>И.С. Симарова, М.В. Лескин, М.А. Гурьева, Д.В. Медведев</i>	Обоснование применения горизонтальных скважин при разработке нефтегазовых месторождений	52
<i>А.Р. Курчиков, В.И. Козырев</i>	Особенности эксплуатации подземных вод алымского горизонта в западной части Западно-Сибирского мегабассейна (на примере Хуготского месторождения пресных подземных вод)	27	<i>К.Ф. Бахшалиева</i>	Влияние водных экстрактов некоторых лекарственных растений на рост токсигенных грибов	53
<i>А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович</i>	Макрокомпонентный состав подземных вод Колтогорско-Толькинской шовной зоны и сопредельных территорий	30	<i>Ю.В. Беспалова, Р.Н. Абдрашитова</i>	Сорбционные свойства глинистых минералов	55
<i>А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович</i>	Содержание йода, брома и бора в подземных водах районов, прилегающих к Колтогорско-Толькинской шовной зоне	34	<i>С.Д. Божко, А.Н. Чернышова, Т.А. Ершова</i>	Изучение степени извлечения слизистых веществ из семян льна	57
<i>В.М. Матусевич, И.Г. Сабанина</i>	Эффективность систем поддержания пластового давления с позиции капиллярных явлений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири	37	<i>Ю.В. Васильев, М.С. Мимеев</i>	Анализ многолетних наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха на территории губкинского нефтегазоконденсатного месторождения	58
<i>А.В. Радченко, В.Ф. Новиков, В.Ю. Васильев, М.С. Мимеев</i>	Магнитное поле газопровода как модель горизонтального кругового цилиндра	41	<i>Ю.В. Васильев, М.С. Мимеев</i>	Анализ наблюдений за гидродинамическим режимом подземных вод АТП-Сеномананского водоносного горизонта при захоронении сточных вод на полигоне Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения	60
			<i>М.В. Заболотных, А.Ю. Надточий</i>	Применение кормовой добавки зарубежного производства на птицефабрике Омской области	63

<i>И.П. Иванова</i> Селекционно-генетические параметры коров различных генотипов	64	<i>А.В. Зырянов, Н.М. Федоров, П.Б. Зотов, В.Н. Ощепков</i> Анализ показателей заболеваемости и смертности от злокачественных новообразований населения Тюменской области	86
<i>А.С. Кононова, Т.А. Кремлева, Р.И. Тимшианов</i> Характеристика природных вод Тазовского района и оценка их устойчивости к процессам закисления	65	<i>О.В. Кулакова</i> 3. Психиатрия. Психология Проектные принципы творческого мышления	88
<i>В.С. Кочеткова, Б.Ю. Смирнов</i> Каталитическое восстановление оксидов азота в отходящих дымовых газах	67	<i>А.В. Лукашук</i> Роль семейного функционирования в генезе суицидальной активности детей	90
<i>Е.А. Курячая</i> Изучение деформации русла реки для обеспечения безопасности при строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов	69	<i>Н.Н. Яшечкина, М.А. Муратова</i> Клинико-психологические аспекты детско-подростковых суицидов на примере Рязанской области	93
<i>Ю.О. Русакова, М.В. Ваширина, А.А. Храмова</i> Прогноз сохранения благоприятного качества пресных подземных вод территории Среднеобского бассейна ХМАО-Югра (на основании обзора данных мониторинга водозаборов нефтяных месторождений)	70	<i>В.Г. Мотин</i> 4. Эксперимент Исследование глотоматергического механизма действия NMDA рецепторного комплекса на безмагниевого модели возникновения эпилептиформной активности в СА1 области гиппокампа крыс. ..	95
Медицина 1. Внутренние болезни <i>С.К. Бермагамбетова, А.Н. Зиналиева, А.Б. Кулбаева, У.Ж. Ахметова</i> Влияние экологических факторов на физическое развитие подростков	74	<i>О.А. Соловьева, А.Т. Прошин, М.А. Грудень, В.В. Шерстнев</i> Снижение двигательной активности и повышение тревожности у стареющих мышей с57bl/6 после хронического интраназального введения амилоидогенных олигомерных структур альфа-синуклеина ...	97
<i>Т.С. Замолодчикова</i> Дуоденаза – полифункциональная протеаза слизистой оболочки двенадцатиперстной кишки (мини-обзор)	76	<i>С.М. Толпыго, Л.В. Лагутина</i> К вопросу о полифункциональности регуляторных пептидов в норме и патологии .	98
<i>М.В. Малишевский, Т.А. Мищенко, Ю.А. Еськина, С.В. Каракозов, С.И. Султанова, Д.Д. Такенова</i> Современные данные о клинической картине инфекционного эндокардита, актуальные вопросы и проблемы заболевания по данным ОАО МСЧ Нефтяник за 2011-2016 гг.	76	<i>Е.О. Арнаут</i> Экономика Особые экономические режимы как факторы инвестиционной привлекательности	99
<i>А.В. Рейхерт, О.А. Кичерова, Л.И. Рейхерт</i> Клинический случай акинетического криза у пациента с болезнью Паркинсона	78	<i>Е.О. Арнаут</i> К вопросу о понятии инвестиций как фактора экономического развития территории региона	101
<i>О.О. Рыбалка, Н.И. Пырчак</i> Поражение глаз при синдроме тиреотоксикоза у пациентов проживающих в условиях Югры	80	<i>Н.К. Жижин, С.Г. Харченко</i> Основные подходы к анализу рисков	102
<i>В.Г. Скорикова, О.А. Кичерова, Л.И. Рейхерт</i> Роль высокочувствительного С-реактивного белка в прогнозировании эффективности тромболитической терапии при ишемическом инсульте	80	<i>Т.А. Краснова, В.И. Макаров</i> Показатели оценки уровня экономической глобализации	106
<i>М.В. Malishevskiy, A. Y. Kukarskiy, D.M. Semukhin</i> Perspective of gene therapy for heart failure ...	82	<i>Г.К. Тутков</i> Математика Интуитивно приемлемое решение проблемы континуума. Конструктивизация	107
<i>Е.П. Зотова</i> 2. Онкология. Хирургия Иммунитет и злокачественные новообразования (краткий обзор литературы)	85	<i>Г.К. Тутков</i> Построение непротиворечивой математики на основе понятия симметрии между предельно удалёнными объектами. Дальнейшее повышение эффективности за счёт применения куба, размерность которого определяется в соответствии с приведённой таблицей	108

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.Ф. Безносиков, Б.С. Сыздыков,
В.В. Жирнов, А.А. Владимиров

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

Исходя из целей и задач проектирования системы разработки для условий месторождений высоковязких нефтей, применяется наиболее распространенный подход с использованием опций теплового заводнения [1, 2, 4, 13]. При анализе данных и выборе системы разработки необходимо учитывать особенности течения, фазового поведения и взаимодействия с породой вязких нефтей, приводящие в целом ряде случаев к противоречиям с логикой разработки месторождений легких нефтей [3, 15, 16, 17].

Выбор базового варианта разработки пласта ПК₁₋₃ Западно-Мессояхского месторождения на начальном этапе при нечетком представлении о геологическом строении и пластовых флюидах, процессах вытеснения, работе скважинного оборудования в пластовых условиях и в зоне многолетнемерзлых пород (ММП) осуществляют, исходя из следующих основных принципов [5, 6, 8, 11]. Предлагаемые технологические решения должны: максимально использовать накопленные промысловые и лабораторные данные, относящиеся к наиболее близким аналогам; обеспечить эволюционный принцип разработки на основе уточнения геологических данных, мониторинга разработки [9, 14, 18, 20].

Особенности поведения вязкой нефти усиливаются особенностями геологического строения и исходного фазового состояния флюидов пласта ПК₁₋₃: наличием газовой шапки и подстилающей подошвенной водой; пониженной начальной нефтенасыщенностью и водонасыщенностью; низкой пластовой температурой [7, 12, 19, 21, 27].

Следует учитывать выбор агента вытеснения исходя из гидродинамических и физико-химических свойств коллекторов и флюидов. Следовательно, как совокупность принципов выбора сценария разработки месторождения вязкой нефти на начальном этапе, так и методология выбора наиболее эффективных агентов вытеснения вязкой нефти приводят к выбору заводнения как стартового метода разработки пласта ПК₁₋₃ ЗММ. При этом, продолжительность заводнения и его технологические параметры (температура и химический состав закачиваемой в пласт воды, размещение и тип скважин, динамика заводнения и т.п.) определяются как исходными геолого-физическими данными и гидродинамическими расчетами на их основе, так и получаемыми в процессе эксплуатации новыми геолого-физическими данными, а также текущими показателями разработки месторождения [10, 22, 25, 26].

Заводнение как стартовый способ разработки месторождений вязкой нефти может быть вполне эффективным на начальной стадии эксплуатации. При вязкости нефти порядка 100 сП, характерной для Мессояхских месторождений, достижимый конечный КИН может составлять 30-40%. Однако длительная эксплуатация месторождения при высоких уровнях обводненности в условиях падающей добычи нефти экономически не всегда целесообразна. При плотности нагнетательных скважин 1/10 га, их приемистости порядка 100 м³/сут., эффективной нефтенасыщенной толщине пласта 10 м и пористости 30% соответствующий период разработки с учетом динамики разбухания месторождения составляет 10-15 лет. Вероятность успешности заводнения определяется величиной вязкости нефти и параметрами системы заводнения. По международной классификации величина вязкости 100 сП соответствует границе между вязкими нефтями (нефтями средней вязкости) и высоковязкими нефтями [10, 23, 24].

Таким образом, на начальном этапе адекватный выбор системы разработки включает: плотную сетку скважин и их оптимальное размещение; достаточную приемистость нагнетательных скважин; полную компенсацию отбора жидкости; функциональную систему поддержания пластового давления; гибкость динамики заводнения.

Литература:

1. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И. и др. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академ. журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
2. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
3. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 90-94.
4. Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – С. 187-190.
5. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
6. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226-230.
7. Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47-48.
8. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RU 2249100 06.05.2002.
9. Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 4. – С. 120-122.
10. Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
11. Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207-210.
12. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе

- разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
13. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
 14. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Извест. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
 15. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
 16. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
 17. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
 18. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
 19. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс. к.т.н. – Тюмень, 1991. – 24 с.
 20. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академ. журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
 21. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
 22. Мамчистова Е.И., Назарова Н.В. Применение методов комбинаторной оптимизации при решении многокритериальных задач организации ремонтно-восстановительных работ на скважинах // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 170-171.
 23. Мамчистова Е.И. Моделирование организации работ ремонтных бригад на скважинах в условиях неопределенности и риска: Диссерт. к.т.н. – Тюмень, 2006.
 24. Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
 25. 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.
 26. 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.
 27. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RUS 2061854.

ПРИМЕНЕНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ И ЗАВЕРОЧНЫХ НАЗЕМНЫХ РАБОТ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВАГАЙСКО-ИШИМСКОЙ ВПАДИНЫ

*А.Ю. Белоносов, А.Е. Кудрявцев,
Р.И. Тимшианов, С.А. Шешуков*

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

На примере площадей южного обрамления Западно-Сибирской НГП демонстрируется методика экспресс оценки перспектив нефтегазоносности слабоизучен-

ных геолого-геофизическими работами районов комплексом дистанционных и наземных заверочных геохимических работ.

Ключевые слова: цифровая модель рельефа, геодинамически-напряжённые зоны (ГДНЗ), геоблоки, углеводородные компоненты, тектонические прогибы, вогулкинская толща, нефтегазоносность.

В связи с открытием новых месторождений нефти в южных районах Тюменской области (Уватский район) и смещением границы доказанной нефтегазоносности на юг всё больший интерес вызывает проблема нефтегазоперспективности Вагайско-Ишимской впадины в пределах которой установлены многочисленные нефте- и газопроявления. Изученность этой территории сейсморазведкой и глубоким бурением, по-прежнему, остаётся слабой, а промышленных скопленных углеводородов так и не обнаружено.

Для экспресс оценки нефтегазоперспективности поисковых площадей в пределах Вагайско-Ишимской впадины предлагается выполнение малозатратного и «быстрого» комплекса дистанционных и заверочных наземных геохимических работ.

На ряде поисковых площадей в пределах Вагайско-Ишимской впадины, по имеющимся в наличии материалам дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) проведён морфометрический и линейный анализ дневной поверхности Земли. В качестве дистанционной основы использовались общедоступные фрагменты глобальной мозаики снятые сканером ETM+ спутника LandSat 7 в спектральном диапазоне 0,53-0,9 и 1,55-1,75 мкм, а также цифровая модель рельефа (ЦМР) – SRTM DEM на основе данных сенсоров SIR-C и X-SAR космического аппарата Shuttle. В результате дешифрирования материалов ДЗЗ, выявлены геодинамически-напряжённые зоны (ГДНЗ), которые в большинстве случаев являются проекцией разломов глубинного заложения на дневную поверхность. Выделенные зоны ГДНЗ северо-западного и сопряжённого северо-восточного простирания относятся к планетарной системе трещиноватости и формируют геоблоки различных пространственных размеров.

В дальнейшем на этих же площадях были выполнены заверочные наземные геохимические исследования, включающие в себя проведение геохимических съёмки различного масштаба и определение концентраций углеводородных компонентов ряда алканов (C₂-C₁₀) и аренов (C₆-C₈), входящих в состав нефтей, методом парофазной хроматографии. В результате комплексирования результатов дистанционных исследований и наземных геохимических съёмки установлена повышенная субвертикальная проницаемость недр в зонах ГДНЗ. Выделены геодинамически активные геоблоки, характеризующиеся аномальными значениями концентраций глубинных «нефтяных» углеводородных компонентов. В скважинах, пробуренных в пределах аналогичных аномальных геоблоков Уватской группы месторождений, получены промышленные притоки нефти.

В пределах рассмотренных поисковых площадей установлена приуроченность аномальных геоблоков к бортовым частям тектонических прогибов в кровле

доюрского фундамента. Прогибы характеризуются сохранением толщины верхнеюрской части осадочного чехла, в которых открыты месторождения нефти и газа в пределах Уватской группы месторождений.

Основными геологическими объектами перспективными на поиски нефти и газа в пределах Вагайско-Ишимской впадины могут являться отрицательные структурно-тектонические элементы, в которых присутствуют верхнеюрские отложения – аналоги вогулкинской тощи и гетерогенные отложения триасового возраста.

Предлагаемая методика комплексных дистанционных исследований и заверочных наземных геохимических работ показала высокую предсказательную способность на месторождениях Уватской группы и может использоваться для экспресс оценки перспектив нефтегазоносности в пределах слабоизученных геолого-геофизическими работами районов Вагайско-Ишимской впадины на любых стадиях геологоразведочных работ.

К ВОПРОСУ О ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГИДРОТЕОТЕРМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПОЛЯРНОГО УРАЛА

*В.А. Бешенцев¹, Р.Н. Абдрашитова¹,
Ю.И. Сальникова², Ю.В. Беспалова¹*

¹Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа при ТИУ, г. Тюмень, Россия

Вопросы хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения объектов Полярного Урала входят в число первоочередных задач при создании ключевых элементов индустриально-инфраструктурного комплекса. При выборе источника хозяйственно-питьевого водоснабжения должны максимально использоваться ресурсы подземных вод как наиболее защищенные от загрязнения по сравнению с поверхностными, стабильные по количеству и качеству в годовом и в многолетнем разрезе.

Географически описываемая территория приурочена к самой северной части Уральских гор и характеризуется наличием большого количества тектонических нарушений, трещинных зон и многолетнемерзлых пород (ММП).

Распространение многолетнемерзлых пород в пределах территории обусловлено не только широтной зональностью, но и высотной поясностью. По данным Н.Г. Обермана [5], для Полярного Урала до отметок 500–600 м характерно прерывистое распространение мерзлоты, выше – сплошное. Но даже на значительных высотных отметках развиты мощные до 5–9 м сезонные талики. Такие талики фиксируются отсутствием ледяных пробок при длительных простоях скважин.

Мощность многолетнемерзлых пород меняется от 50 м (Собский участок) до 405–425 м (Райиз). Фоновая мощность ММП, рассчитанная по термограммам, составляет 400 м. В зонах разломов мощность составляет 250 м, а температура пород от -1,1 до -2,1°C.

Температура ММП на подошве слоя годовых колебаний температур меняется от -0,2°C до -5°C – для промороженных участков и от 0°C до +3,4°C – для таликовых зон. Геотермический градиент для района имеет отрицательные значения до глубин 50–100 м. На хребте Падыяга - Мустюр геотермический градиент составляет 0,83°C/100 м для интервала глубин 200–800 м. В зависимости от принятого градиента мощность мерзлых пород составляет на южном склоне 615–720 м для участка с абсолютными отметками 930 м. Для склона западной экспозиции массива Райиз градиент равен 0,69/100 и 0,67/100, мощность зоны ММП составляет 405–425 м для абс. отметок 712 м.

Согласно общепринятой классификации, в пределах изучаемой площади выделяются надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные воды [2]. К надмерзлотным водам, наиболее широко распространенным и изученным, относятся воды сезонноталого слоя (СТС). Важным типом вод по мерзлотным условиям являются воды надмерзлотных таликов, формирование которых определяется отепляющими действиями рек, озер, а также наличием многочисленных разрывных нарушений. Надмерзлотные талики относительно проще выявить и легче использовать. Межмерзлотные воды менее изучены.

В пределах региона питание подземных вод зоны активного водообмена осуществляется за счет: инфильтрации атмосферных осадков, фильтрации поверхностных вод (по площади и вдоль рек), конденсации паров воздуха, поступления разгружающихся трещинно-жильных вод по зонам тектонических разломов. Особенностью рассматриваемой территории является то, что воды экзогенной трещиноватости полностью проморожены, что приводит к формированию криогенных водоупоров. Поверхность зеркала грунтовых вод понижается от водоразделов к долинам, уклон ее близок по абсолютной величине к уклону рельефа. В понижениях рельефа (перегибах склонов, речных русел, котловинах) подземные воды разгружаются в виде родников [2]. Часть подземного стока водоносных зон региональной трещиноватости пород расходуется на питание трещинно-жильных вод, которое осуществляется по водопоглощающим разломам.

По имеющимся ограниченными данным трещинно-жильные воды залегают в нижних частях водораздельных склонов и в слабо врезанных долинах верхних течений рек, и приурочены к глубинам 70–100 или 160–200 м. На самих водоразделах эти глубины превышают 200 м.

Несмотря на глубокое залегание пьезометрической поверхности, в горной части Урала она имеет уклон от хребтов к наиболее врезанным долинам, о чем свидетельствует увеличение дебита. Примером может служить Харматалоусский разлом, пересекаемый реками: Байдарита (абс. отм. 340 м), М.Хуута (255 м), Бол. Хадата (210 м), Бол. Щучья (180 м), Бол. Пайпуяна (125 м); по данным Обермана Н.Г. зимнемеженный подземный сток трещинно-жильных вод соответственно равнялся: 0 л/с; 10 л/с; 100 л/с; 300 л/с; 820 л/с. Это свидетельствует о том, что по крупным тектоническим зонам осуществляется переток трещинно-

жильных вод в пределах региона, из одних речных бассейнов в другие [5].

Основная роль в формировании запасов подземных вод принадлежит трещинно-жильным водам, формирующим гидродинамические аномалии как отрицательные, так и положительные.

Первые связаны с зонами водопоглощающих дизъюнктивов, через которые осуществляется питание глубоковмещающих водоносных горизонтов, характеризующихся низким положением пьезометрической поверхности. Таким дизъюнктивом является субмеридиональное тектоническое нарушение на участке непосредственно южнее узла сочленения его с широтным глубинным разломом, на Пембойском месторождении. Здесь, на отметках рельефа 339-345 м, на фоновых, глубинах залегания пьезометрических уровней подмерзлотных вод 15-35 м, в скважинах ХК-1059 и 1060 уровни располагались на глубинах соответственно: 159 и 350 м (Выховец и др.). Так же по скважине ХК-1066, отмечается аналогичная, но слабая аномалия. Подобные же аномалии отмечены на Саурейском месторождении [2].

Положительные гидродинамические аномалии характерны для таликов, где благодаря разгрузке жильных вод, уровни подземных вод свободного водообмена располагаются аномально высоко. Это отмечается, в частности, в зоне Тарьёвского разлома мантийного заложения на гряде Чернова, вблизи узла сочленения Собского мантийного разлома с Воргашорским взбросом, на Ярвожском поднятии [5]. В указанных разломах локально фиксировались уклоны подземного потока, обратные фоновым, то есть направленные от обычных местных областей разгрузки подземных вод речных долин к обычным областям питания – водоразделам.

Таким образом, гидрогеологическая роль одного и того же разлома на разных его участках, а возможно, и в пределах одного и того же, может быть двойка: с одной стороны зона тектонического нарушения может являться водопроницающей, а с другой стороны, (или одновременно) водопоглощающей. Возможность подобного сочетания прямо противоположных направлений движения жильных вод в одной тектонической зоне была обоснована еще в 1950 г. П.Ф. Швецовым.

Естественно, что разгрузка трещинно-жильных вод сопровождается и гидрогеотермическими аномалиями. Все известные на данное время проявления последних приурочены к узлам пересечения глубинных разломов.

В долине р. Нидысей, на участке прохождения одноименного субширотного разлома, благодаря разгрузке по нему жильных вод, вод зоны свободного водообмена локально повышается на 100 м [5].

Наряду с другими глубинными тектоническими нарушениями, сопрягаются дизъюнктивы мантийного заложения: Собский и Тарьёвский.

В узле сочленения последнего с субмеридиональными разломами Палеозойского заложения, по скважине Падимей 4, температура воды на глубине 1 км составляет 34°, а геотермический градиент интервала 500-1000 м -3,6°/100 м; аналогичные данные фиксируются и по соседним скважинам. В то же время фоновые величины указанных параметров соответственно равны: 17° и 1,6°/100 м [5]. Восточнее, в зоне того же

Тарьёвского разлома, по скважине ВК-1278, на глубине всего 200 м, геотермический градиент в известняках достигает 5,2°/100 м. Именно в этом районе выявлен известный Воркутский источник, Тальбей-Шор и ряд других с круглогодичной температурой 7-10°.

Но наибольший гидротермический эффект достигается при пересечении в узле сразу 3 глубинных разломов, в том числе двух (Бергантымыльского и продолжения Собского) и регионального субмеридионального, ограничивающего кряж Чернышева с востока: здесь выходят широко известные Пымвошорские источники, имеющие наивысшую в регионе температуру воды 29°С [2].

Менее яркие, но достаточно существенные аномалии, сопровождаются выходом на поверхность относительно термальных вод. Их температура на 10-15 и более градусов выше температуры вод (конкретных районов), наблюдаются и в узле сочленения: Парного субширотного разлома с субмеридиональным - кряжа Чернышева (источники Искашорские с температурой 8-10°), Нидысейского – кряжа Чернышева (Еджидьюские источники с температурой 14-16°) и Нидысейского – с фронтальным дизъюнктивом, разграничивающими Урал с Предуральем [1].

В условиях распространения многолетнемерзлых пород наличие гидрогеотермических аномалий влечет за собой приращение мощности мерзлой зоны. Впервые для региона это было отмечено на Хальмерьюском угольном месторождении, где найдены локальные тектонические нарушения. [4]

На участках же распространения региональных разломов – аномалии ярче. Так, в самой северной части кряжа Чернышева, над зоной субмеридионального регионального разлом, мощность мерзлых пород всего 70 м, а за пределами указанной зоны, к западу и к востоку, фоновые значения составляют 400-500 м [5]. В упомянутой работе обосновывается связь формирования «подмерзлотного талика» (по терминологии О.Н. Толстихина) именно с разгрузкой жильных подземных вод, а не с иными факторами.

Таким образом, циркуляция жильных вод сказывается не только на температуре подземной гидросферы региона на весьма значительной его территории, но и (через посредство влияния на мощность мерзлой зоны) предопределяет пространственное распространение, глубины залегания, условия разгрузки и питание подземных вод, не говоря уже их химическом составе и минерализации.

Большой интерес представляет следующие особенности геологических условий. Тектоническая нарушенность пород убывает от осевой части Урала к его крыльям и далее – к Предуральскому прогибу. Следовательно, в общем случае в том же направлении должна снижаться и водопроницаемость отложений. Поэтому на равных участках один и тот же дизъюнктив должен характеризоваться различной способностью дренировать водоносные комплексы зоны свободного водообмена. В случае понижения водопроницающих свойств тектонической зоны, разгружающиеся по ней глубинные жильные воды должны в наименьшей степени разбавляться приповерхностными подземными водами и, соответственно, иметь наивысшую

минерализацию в хорошо фильтрующих зонах разломов следует ожидать, очевидно, противоположной тенденции.

Таким образом, в пределах района исследований гидрогеодинамические и гидрогеотермические условия во многом предопределены функционированием геодинамической водонапорной системы, структура которой характеризуется большим количеством тектонических нарушений и наличием ММП. Интересно, при этом один и тот же разлом на одном участке может быть водопроницаемым, а на другом – водопоглощающим. Несмотря на то, что ММП развиты повсеместно, и имеют площадное распространение, их температура, строение и мощность значительно различаются в пределах района исследований. Основная роль в формировании запасов подземных вод принадлежит трещинно-жильным водам.

Литература:

1. Абатурова И.В. Горно-геологические и гидрогеологические условия отработки месторождения «Центральное». Отчет о НИР / УГГГА, Екатеринбург, 2002. – 100 с.
2. Бешенцев В.А., Сальникова Ю.И. Гидрогеологические условия месторождений твердых полезных ископаемых Полярного Урала / Горные ведомости. Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2016. – № 9. – С. 30-35.
3. Геокриологические условия и прогноз их изменения в районах первоочередного освоения Севера // М.: Труды ПНИИС – Стройиздат, 1984.
4. Кузин А. В., Туленина Ю. В. Мощность слоя многолетнемерзлых пород на восточном склоне Полярного Урала по данным ВЭЗ / Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. – 2011. – № 5. – С. 474-476.
5. Оберман Н.Г., Новоселов Е.Ф. Региональная оценка естественных ресурсов подземных вод Полярного и Приполярного Урала. Тюмень: ТГФ, 1984. – 148 с.
6. Рьльков С.А., Рыбалка А.В., Иванов К.С. Глубинное строение и металлогения Урала: сопоставление глубинной структуры Южного, Среднего и Полярного Урала // Литосфера. Институт геологии и геохимии им. А.Н. Заварицкого Уро РАН. Екатеринбург. – 2013. – № 1. – С. 3-16.

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ УЧЕНЫХ В ОБЛАСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ПЛАСТЫ

О.О. Бурденюк

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: 742639@mail.ru

Проведен литературный обзор отечественных и зарубежных исследований в области разработки нефтегазоконденсатных месторождений, а именно разработки месторождений поддержанием пластового давления закачкой воды. Газонефтяные (нефтегазовые) залежи относятся к сложным объектам разработки, достаточно распространены в России. К настоящему времени открыто около 300 подобных месторождений, на которых выявлено более 400 газонефтяных залежей. В связи с этим актуальными являются исследования по разработке таких месторождений с целью увеличения эффективности добычи.

Ключевые слова: разработка, нефтегазоконденсатные месторождения, нефтяная оторочка, поддержание

пластового давления (ППД), газовая шапка, конусы газа, трудноизвлекаемые запасы

Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений при естественных режимах приводит к целому ряду трудностей, связанных главным образом с невозможностью достижения высокого темпа отбора нефти из пластов без резкого уплотнения сеток скважин, высокими газовыми факторами в нефтяных скважинах, ограничением отбора газа из газовых шапок, выпадением конденсата в пористой среде пластов. Устранить эти трудности можно путем перехода на разработку месторождений с воздействием на пласт.

При разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений в основном используют следующие специальные системы разработки с воздействием на пласт:

1) система разработки, сочетающая барьерное заводнение с законтурным заводнением;

2) система разработки, сочетающая барьерное заводнение с внутриконтурным и при необходимости с законтурным заводнением нефтяной части месторождения.

Первую из упомянутых систем используют при разработке нефтегазовых месторождений, имеющих сравнительно небольшую по размерам нефтяную часть, которую называют нефтяной оторочкой. На эту оторочку вследствие ее небольшой ширины можно пробурить только один-три ряда добывающих скважин. Водонагнетательные скважины барьерного заводнения отсекают газовую часть месторождения от нефтяной части. После закачки воды в такие скважины снижается прорыв газа из газовой шапки в добывающие скважины, что препятствует перемещению газонефтяного контакта в газонасыщенную область пласта, и в определенной степени позволяет осуществлять независимую разработку газовой и нефтяной частей месторождения.

Применение барьерного заводнения позволяет снизить газовый фактор нефтяных скважин по сравнению с разработкой нефтегазовых месторождений без воздействия на пласт примерно в 1,2-1,5 раза. В России впервые прибегнули к этому методу в 60-е годы на *Бахметевском месторождении*. Такую систему применили при разработке нефтегазоконденсатной залежи *месторождения Адена* (США, Колородо, округ Морган).

Вторая из упомянутых систем предназначена для разработки крупных нефтегазовых месторождений, нефтяные части которых вследствие их значительных размеров нецелесообразно разрабатывать только путем барьерного заводнения. Нефтенасыщенная часть месторождения имеет большую ширину, так что в этой части можно разместить много полос, например, трехрядной системы разработки. Как и в случае системы разработки нефтегазовых месторождений первого типа, при барьерном заводнении искусственно отделяется газонасыщенная часть месторождения от его нефтенасыщенной части, что способствует осуществлению их более независимой разработке с ограничением перемещения нефти в газонасыщенную часть и потери нефти в этой части.

В некоторых случаях с целью дальнейшего снижения прорывов газа из газовой шапки в нефтяные скважины бурят не один, а два барьерных ряда водонагнетательных скважин, отсекающие газонасыщенную часть месторождения от нефтенасыщенной. Это приводит к еще большему снижению газовых факторов нефтяных скважин по сравнению с этими показателями при однорядном барьерном заводнении.

Кроме того, при анализе результатов моделирования разработки нефтяной оторочки пластов БТ_{6,8} Заплярного месторождения выявлено, что применение горизонтальных скважин намного эффективнее по сравнению с применением вертикальных.

При втрое меньшей суммарной проходке по стволу скважин, суммарная проходка по продуктивному пласту в варианте с ГС вдвое выше, что обеспечивает более эффективное использование инвестиционных ресурсов; средний дебит нефти ГС выше в 3-5 раз; при значительно меньшем фонде ГС достигается сопоставимый с ВС охват пласта и утвержденный КИН 0,20 д.ед.; за счет низких депрессий в ГС отмечаются более поздние прорывы газа и воды к забоям добывающих скважин, обеспечивая благоприятный режим работы промыслового оборудования и экономию эксплуатационных издержек.

Заключение. Анализ отечественного и зарубежного опыта закачки воды с целью поддержания давления нефтегазоконденсатных пластов показал, что основной системой разработки таких месторождений является барьерное заводнение в сочетании с законтурным.

Применение горизонтальных скважин с реализацией режима критических безгазовых дебитов является технологически и экономически оправданным способом разработки нефтегазоконденсатных залежей.

Литература:

- Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
- Булатов А. И., Долгов С. В. Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 2. – 534 с.: ил.
- Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. – М.: Техника, 2001.
- Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток к одиночной горизонтальной скважине в изотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 9-10.
- Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency, SPE 19414, 1991.
- Kuchuk F.J., Goode P.A., Wilkinson D.J. Pressure-transient behavior of horizontal wells with and without gas cap or aquifer // SPE Formation Evaluation. – 2006. – № 1. – P. 86-94.
- Пат. 2351734 Российская Федерация, МПК C2 E21 В 7/04. Способ бурения скважин или вторых стволов с горизонтальным окончанием / Воин О.В., Воин В.М.; патентообладатели Воин О.В., Воин В.М. – № 2006135573/03; заявл. 10.10.06; опубл. 10.04.09, Бюл. № 10. – 15 с.
- Технология за Круглым Столом: Бурение горизонтальных скважин/ скважин с большим отходом от вертикали, и зарезка бокового ствола // ROGTEC. – 2015. – № 41. – С. 40-61.
- Субгоризонтальные газовые скважины // Деловой журнал TOPNEFTEGAZ. – 2011. – № 3.
- Яковлева О. Первые на Ямале // Энергетическая стратегия. – 2012. – № 2. – С. 16-17.

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

В.В. Жирнов, В.Н. Тапилин,
У.Э. Хасиев, Е.В. Спирина

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

Для достижения проектных уровней добычи нефти на Тевлинско-Русскинском месторождении проводятся методы повышения нефтеотдачи пластов и регулирования процесса разработки такие, как гидро-разрыв пласта, физико-химическое воздействие в нагнетательных скважинах, обработка призабойной зоны добывающих скважин и др. [1, 10, 14]. От проведения таких мероприятий планируется получить дополнительный объем добычи нефти [2, 3, 11]. Динамика проведения ГРП на объекте соответствует динамике в целом по месторождению, количество обработок плавно растет (с 1 до 30 ГРП), наблюдается рост годового объема операций [4, 5, 7, 22].

Для определения влияния геологических характеристик обрабатываемого пласта на дебиты после ГРП был проведен анализ по скважинам, находящимся в длительной эксплуатации и новых, вышедших сравнительно недавно из бурения [6, 8, 9, 23].

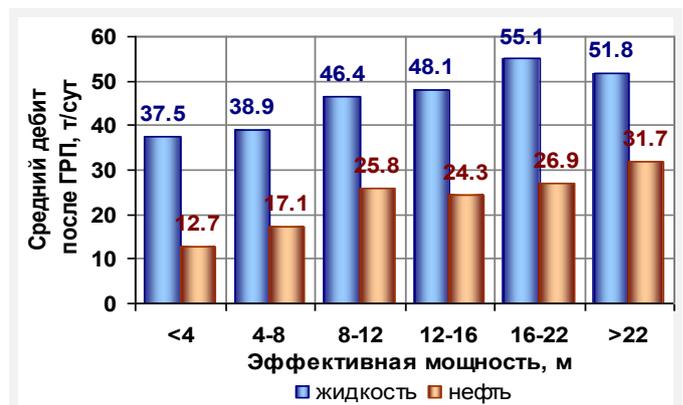


Рис. 1. Распределение дебита по диапазонам мощности пласта.

Оценка результатов показывает, что эффективность, как по жидкости, так и по нефти, увеличивается при воздействии на пласты большей мощности при этом на коллекторах с эффективной толщиной менее 4 метров отмечены максимальные темпы снижения эффектов в первый год после обработок, с увеличением мощности коллектора дебиты нефти и жидкости после ГРП становятся более стабильными, так, наиболее стабильные эффекты получены на пластах мощностью более 22 метров. Для объекта БС₁₀ наблюдается прямая зависимость логарифмического вида дебита жидкости после ГРП от массы проппанта, однако при использовании более 15 тонн проппанта получены меньшие дебиты нефти. Это связано с тем, что мало-объемные операции выполнялись на более ранней стадии разработки, в условиях меньшей обводненности

[12, 15, 17, 24]. Наиболее стабильные дебиты после операций, как по жидкости, так и по нефти, получены при закачке проппанта 10-15 тонн, наибольшее падение дебита жидкости отмечено при объемах 40-60 тонн, нефти – при массе более 60 тонн.

Оценка полученных зависимостей показала, что сравнительно высокий уровень обводненности продукции на скважинах, вышедших из бурения, объясняется высоким содержанием связанной воды (в районе скважин 150 куста), обводненностью от нагнетательных скважин (по скважинам 92 и 100 кустов) [16, 18, 19]. Средняя обводненность по диапазонам массы проппанта составляет около 50%, наименьшее ее значение – 33,8% получено при массе проппанта менее 10 тонн. Наиболее стабильные эффекты в первые полгода после обработок наблюдаются при закачке от 50 до 80 тонн проппанта [20, 21].

Отмечается тенденция увеличения дебита жидкости и удельного дебита жидкости после обработок при закачке большей удельной массы проппанта для скважин с эффективной толщиной пласта 5-15 метров в среднем 9,5 м. Для коллекторов с эффективной мощностью 15-25 метров (в среднем 19,0 м) нецелесообразно использование удельной массы проппанта более 1 т/м.

Литература:

- Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И. и др. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // *Академ. журнал Западной Сибири.* – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
- Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
- Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // *Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции.* – 2015. – С. 90-94.
- Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // *Нефть и газ Западной Сибири.* Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – С. 187-190.
- Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // *Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE).* – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // *Нефть и газ Западной Сибири.* Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226-230.
- Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // *Научный форум. Сибирь.* – 2015. – № 1. – С. 47-48.
- Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RUS 2249100 06.05.2002.
- Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // *Геология, география и глобальная энергия.* – 2006. – № 4. – С. 120-122.
- Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // *Академический журнал Западной Сибири.* – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
- Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // *Современные проблемы науки и образования.* – 2015. – № 6. – С. 207-210.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // *Академический журнал Западной Сибири.* – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // *Извест. высш. учеб. заведений. Нефть и газ.* – 2002. – № 5. – С. 80-84.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* – 2003. – № 2. – С. 46-50.
- Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* – 2009. – № 1. – С. 27-31.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // *Академический журнал Западной Сибири.* – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
- Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс. к.т.н – Тюмень, 1991. – 24 с.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // *Академ. журнал Западной Сибири.* – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
- Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
- Мамчистова Е.И., Назарова Н.В. Применение методов комбинаторной оптимизации при решении многокритериальных задач организации ремонтно-восстановительных работ на скважинах // *Современные проблемы науки и образования.* – 2015. – № 2-2. – С. 170-171.
- Мамчистова Е.И. Моделирование организации работ ремонтных бригад на скважинах в условиях неопределенности и риска: Диссерт. к.т.н. – Тюмень, 2006.
- Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянтторского месторождения // *Академический журнал Западной Сибири.* – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.

ПРОБЛЕМЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Инякин, И.А. Усачев

НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: inyakin_v@sibsac.ru

Суммарные геологические запасы ачимовских залежей, которые примерно составляют: 3 трлн. м³ – газа и 1 млрд. тонн – конденсата, являются уникальными по своим масштабам для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Российской Федерации (РФ).

Для наиболее точного определения запасов, рационального прогнозирования разработки и обустройства месторождения, содержащего газ и газовый конденсат в сложнопостроенных коллекторах, характеризующихся низкой проницаемостью, аномально-высоким пластовым давлением (АВПД), невыдержанностью по

мощности и по площади, высокой пластовой температурой, наличием парафина в газоконденсатной системе, потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе, варьирующимся в широком диапазоне от группы с малым содержанием C_{5+} (от 25 до 100 г/м³) до группы с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м³) [1] необходимо проведение газоконденсатных исследований, соответствующих установленным стандартам ПАО «Газпром» в Инструкции [2]. Представленные выше особенности ачимовских залежей усложняют определение исходного состояния и прогнозирование дальнейшего поведения углеводородных систем.

Проведение газоконденсатных исследований, в данных условиях, без нарушений установленного регламента действующей Инструкции [2] возможно только в ограниченном числе скважин. Чтобы полноценно охарактеризовать изучаемый объект – этого недостаточно, поэтому необходимо по-новому рассмотреть методологический подход к изучению ачимовских залежей на газоконденсатность.

Целью данной статьи является анализ и дальнейшее совершенствование действующих, стандартизированных методологических основ и предложение о расширении применимости исследований в условиях ачимовских залежей.

Немаловажным параметром, определяющим изменение конденсатогазового фактора, является величина скорости потока газожидкостной смеси в стволе скважины, но при незначительных давлениях и температурах пластовым систем. В данных термобарических условиях: пластовое давление – 57-62 МПа и пластовая температура свыше 380 К, этот нормированный параметр будет играть несущественную роль. При скоростях, значительно ниже, рекомендуемых действующей Инструкцией [2] устанавливается дисперсно-кольцевой режим, при котором осуществляется полный вынос конденсата. Контроль за полным выносом конденсата предлагается оценивать значением критерия Кутаталадзе.

Выводы:

Для определения исходных параметров ретроградной газоконденсатной системы необходимо придерживаться следующих рекомендаций:

- минимальная депрессия на пласт;
- скорость потока газожидкостной смеси выше 0.2 м/с;
- «безгидратный» режим работы скважины;
- влияние предшествующих режимов работы скважины должно быть минимальным;
- в продукции добываемой скважины должен отсутствовать парафин;
- малое содержание конденсационной воды в составе пластового газа (менее 5%).

Литература:

1. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
2. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКС-ПО, 2011. – Ч. 1. – 234 с.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В.В. Инякин, У.Э. Хасиев,
В.В. Жирнов, В.Н. Тапилин, Е.В. Спирина

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск, Россия
ООО «Газпром добыча Уренгой», г. Уренгой, Россия

E-mail авторов: vladislav.inyakin2011@yandex.ru

Исследования газовых скважин Запалярного, Уренгойского, Ямбургского и других месторождений Крайнего Севера происходит в условиях проявления водонапорного режима. Сложность их изучения связана с трудностями получения достоверной информации о состоянии многокомпонентных пластовых флюидов. При исследовании газоконденсатных скважин определяется состав добываемой пластовой смеси до начала промышленной разработки месторождения [1-3, 27].

Эти исследования позволяют получить комплекс данных, включающий в себя: содержание конденсата в добываемом газе, физико-химические свойства конденсата, коэффициент усадки и др. Промысловые исследования скважин осуществляют с использованием следующего оборудования: контрольных сепараторов; малогабаритных сепарационных установок типа «Конденсат-2», НТ ПКП-5; передвижных установок типа «Порта-Тест» [4-6, 12, 26].

Методика проведения исследований скважин на газоконденсатность, разработанная ВНИИГАЗом требует разделения на фазы потока флюида в сепараторах [7, 8, 9, 21, 24]. Известно, что для снятия кривых изотерм или изобар у нестандартных сепараторов или контрольных сепараторов УКПГ подключают малые термостатирующие установки, которые позволяют снять изотермы конденсации в широком диапазоне изменения температур [10, 11, 13, 25].

В качестве малых термостатирующих установок при исследовании на газоконденсатность используются приборы «Конденсат-2» и НТ-ПКП-8. Установка «Конденсат-2» предназначена для определения количества конденсата в газе при различных термобарических условиях. Принципиально она является малой установкой НТС, которая состоит из теплообменника, ёмкости для стабилизации конденсата, ёмкости для ингибирования, счетчика газа, мерных цилиндров, а также вихревых камер. Принцип работы установки сводится к следующему. Она подключается с помощью вентиля через манометр к трубопроводу, по которому движется поток газа. Поток газа поступает в сепаратор I-ой ступени, где происходит отделение капельной жидкости, и далее он поступает в теплообменник с целью дальнейшего охлаждения. Во II-ой ступени после достижения соответствующей температуры из газообразной смеси отделяется жидкая фаза, соответствующая установленным значениям $P_{сн}$ и $T_{сн}$ во втором сепараторе. Охлаждение газа осуществляется его дросселированием после теплообменника и вихревым расширением газа с помощью вихревых камер работающим от газа из общего потока. Расход газа

замеряется с помощью счётчика. Замер жидкости, выделившейся после обеих ступеней сепарации, осуществляется мерными цилиндрами. Установка НТ-ПКП-8 включает в себя отбойник загрязнения, метанольную ёмкость с капельницей, теплообменник, сепаратор, термостатируемого мерника конденсата, расходомера, манометров, термометров и т.д. [14, 15, 17, 20, 22].

Принцип работы НТ-ПКП-8 следующий: исследуемый газ из трубопровода по трубке подается в прибор и в отбойник, очищается от жидких и твердых примесей. Исследуемый поток поступает в теплообменник для охлаждения, а затем подается в сепаратор для отделения от жидкой фазы. В мернике визуально определяется количество нестабильного конденсата, выделившегося при давлении и температуре в сепараторе. Количество газа после сепаратора определяется в расходомере [3, 16, 18, 19]. Основные ее технические параметры: скорость газа в сепараторе 0,005-0,01 м/с; пропускная способность 5-35 м³/ч; расход газа на одну вихревую трубку 40-75 м³/ч; масса прибора около 20 кг; габаритные размеры (250x400x450) · 10⁻³ м.

Так, оборудование изучения пластовых флюидов позволяет определить свойства конденсата для различных термобарических условий при проведении промысловых исследований.

Литература:

- Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И. и др. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академ. журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
- Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
- Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 90-94.
- Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – С. 187-190.
- Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226-230.
- Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47-48.
- Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RUS 2249100 06.05.2002.
- Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т». // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 4. – С. 120-122.
- Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
- Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207-210.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академ. журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Извест. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
- Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
- Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс. к.т.н – Тюмень, 1991. – 24 с.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академ. журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
- Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
- Мамчистова Е.И., Назарова Н.В. Применение методов комбинаторной оптимизации при решении многокритериальных задач организации ремонтно-восстановительных работ на скважинах // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 170-171.
- Мамчистова Е.И. Моделирование организации работ ремонтных бригад на скважинах в условиях неопределенности и риска: Диссерт. к.т.н. – Тюмень, 2006.
- Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
- Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.
- Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритокров в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.
- Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RUS 2061854.

ПРОБЛЕМА ВЫНОСА ПРОПАНТА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЕГО УДАЛЕНИЮ ПУТЁМ ВАКУУМНОЙ ОЧИСТКИ ДЛЯ ГОРШКОВОЙ ПЛОЩАДИ ПРИОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.П. Казак, А.А. Хайруллин, Е.И. Мамчистова

Тюменский ИУ, г. Тюмень

E-mail авторов: kazak14111@mail.ru, khayrullin.azat@mail.ru

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным и распространенным методом интенсификации добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов. Развитию данной технологии в

ОАО «НК «Роснефть» способствует ухудшающаяся структура запасов разрабатываемых месторождений. Так, более половины извлекаемых запасов месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», являются трудно извлекаемыми.

Однако в настоящее время даже применение ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС) не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Например, районы нового бурения на Приобском месторождении – это краевые зоны, представленные низкопроницаемыми коллекторами проницаемостью 10-3 мкм² и ниже. Дебиты ННС с ГРП в таких зонах составляют 5-20 м³/сут, что часто не обеспечивает окупаемости затрат на их строительство. Одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи в ухудшающихся геологических условиях является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин с множественными ГРП (ГС с МГРП).

Объектами разработки Приобского месторождения являются три продуктивных пласта: АС10, АС11, АС12. Пласты АС10 и АС11 относятся к шельфовым отложениям барового типа, и характеризуются хорошо коррелируемыми прослоями, пласт АС12 относится к глубоководным морским отложениям, характеризующимся высокими глинистостью и расчлененностью.

С 2000-2001 гг. Приобское месторождение в основном разрабатывается с массовым применением технологии ГРП в ННС.

МГРП были сформулированы основные геологические критерии:

- отсутствие пересечения целевого пласта с другими продуктивными пластами для упрощения технологических решений проекта разработки (одновременная разработка двух и более продуктивных пластов по единой сетке скважин с использованием ГС с МГРП трудозатратная и дорогостоящая);

- толщина пласта (от кровли до подошвы) не превышает 100 м (технологическое ограничение проведения операции ГРП);

- расчлененность пласта на 1 м эффективной толщины более 0,5;

- толщина глинистых перемычек между прослоями не более 3-4 м.

В качестве базовой технологии многостадийного ГРП в ГС была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки с портами (муфтами) для закачки проппанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами. Такая технология обеспечивает выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе, позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирования и перфорации хвостовика [1].

Известно, что в продуктивном пласте при нагнетании в него под высоким давлением технологических жидкостей (сначала «подушки», а затем несущей жидкости с проппантом), происходит раскрытие естественных и образование искусственных трещин, которые затем закрепляются с помощью проппанта. Требуемая геометрия трещины определяется дизайном ГРП. Как правило, в пласте стремятся создать вертикальную трещину расчетной протяженности, имеющую минимальное распространение за пределы его кровли и подошвы.

Специалисты отмечают, что негативные последствия ОВП в наибольшей степени проявляется в нефтяных и метано-угольных скважинах, эксплуатируемых с помощью погружных насосов. Известны многочисленные случаи, когда на более чем половине эксплуатационных нефтяных скважин, в которых был выполнен ГРП, в дальнейшем наблюдался ОВП, что существенно снижало потенциальные возможности продуктивных пластов. При этом количество проппанта поступающего в ствол скважины вместе с потоком пластового флюида было особенно велико на этапах ее доения и начальной эксплуатации.

Анализ информации об ОВП на этапах освоения и эксплуатации скважины показывает, что поступление проппанта из продуктивного пласта, как правило, носит достаточно продолжительный характер. Хотя в ряде случаев отмечается всего лишь его кратковременный вынос. Можно предположить, что в первом случае причина поступления проппанта в ствол скважины обусловлена возможностью его перемещения по созданной трещине вместе с потоком пластового флюида. Из чего следует, что проппантная набивка находится в неустойчивом состоянии. Практический опыт подтверждает: что указанное явление, в случае уменьшения депрессии на продуктивный пласт, может снизить свою интенсивность вплоть до полного прекращения. Во втором случае причину поступления проппанта в ствол скважины можно объяснить вероятностью его вымывания из прискважинной зоны пласта (ПЗП), например, из полостей, трещин цементного камня и т.д. Анализ причин отказов погружных насосов подтверждает, что ОВП наиболее губителен для скважин, эксплуатируемых с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН). ЭЦН, которыми в нашей стране оборудована значительная часть нефтедобывающих скважин, после проведения ГРП достаточно быстро, забиваются проппантом и выходят из строя (происходит т.н. «клин ЭЦН»). Из-за этого промсловики часто именуют ЭЦН, который первым устанавливается в скважине после осуществления ГРП, «насосом-жертвой» [2].

Одним из методов удаления проппанта из ГС, вынесенного из искусственно созданной трещины после МГРП, является промывка водой. При промывке водой, в условиях аномально низкого пластового давления встречающегося на Горшковской площади Приобского месторождения, не происходит вынос проппанта и вода уходит в пласт. Также в результате промывки может происходить кольматация призабойной зоны скважины (ПЗЗ) из-за отложений в ней механических частиц и проппанта. Всё это приводит к снижению дебита скважины [3].

Другим методом борьбы с выносом проппанта из скважины является вакуумная промывка с применением концентрического колтюбинга. Концентрический колтюбинг (ККТ) был использован в начале 2014 г. в Каспийском море на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) в качестве решения проблемы на скважинах с низким гидростатическим давлением, в которых использование некоторых технологий по удалению песка не применимо с традиционными метода-

ми в связи с поглощениями и плохой организацией поставок азота на морские месторождения.

ККТ был мобилизован для очистки твердой песчаной пробки. Кроме очистки скважины от песка на стадии планирования работ было определено два главных критерия: снижение трения внутри труб с защитным покрытием, сведение к минимуму количества спусков ККТ в скважину и полного вытеснения утяжеленного раствора более легкой промывочной жидкостью.

ККТ – это комбинация одной колонны КТ внутри другой и компоновка низа бурильной колонны со струйным насосом. Промывочная жидкость циркулирует во внутренней колонне КТ, и возвращается через пространство между двумя трубами (между двумя колоннами). Возврат на устье состоит из прокачиваемой напорной жидкости, песка и промывочной жидкости, которая отсасывается вакуумным устройством внутри инструмента через приёмный фильтр. Эффект вакуума создается посредством перепада давлений между давлением в скважине и низким давлением внутри части инструмента со струйным насосом.

После создания вакуума инструмент предназначен для повышения давления, необходимого для выхода жидкостей и твердой фракции на устье через небольшое кольцевое пространство (между внутренней и наружной КТ). Если сравнивать с циркуляцией для очистки через эксплуатационное оборудование при помощи традиционного КТ, могут достигаться более высокие скорости в кольцевом пространстве, чтобы избежать осаждение взвешенных частиц песка при работах в режиме очистки.

Инструмент может гидравлически переключаться в промывочный режим, чтобы направить все жидкости вниз к насадкам и создать сильное падение давления для проникновения в твердую песчаную пробку. В нормальном режиме очистки только часть из закачиваемой жидкости направляется вниз к насадкам, в то время как оставшаяся жидкость используется для создания вакуумного эффекта [4].

Вывод. Рекомендуется производить очистку скважин при помощи ККТ, который обеспечивает очистку всего интервала нагнетания, включая опережающий ствол. Это дает преимущество перед традиционными технологиями очистки, когда предотвращается риск поглощений при циркуляции, и, поэтому, риск попадания каких-либо твердых фракций в пласт также предотвращается.

Литература:

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

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

М.С. Королев, А.В. Нурмакин,
И.Х. Некдаров, А.Г.Сергеев

Тюменский ИУ, г. Тюмень

E-mail авторов: koro1ms@mail.ru

Метод гидравлического разрыва пласта является эффективным методом увеличения дебита скважин в низкопроницаемых коллекторах.

Кроме того, за счет созданных длинных трещин разрыва в зоне дренирования скважин изменяется направление фильтрационных потоков, инициируя увеличение дебитов окружающих скважин.

Механика породы при ГРП предполагает, что при глубинах больше 1000м в пласте образуется только вертикальная трещина, которая всегда имеет два крыла, симметричных геометрически, закреплена внутренне и не меняет свои размеры: длину и ширину [1,2].

Существует две основные модели, одна из которых предполагает «высокую проводимость», где падение давления внутри трещины незначительное и другая модель – «низкая проводимость», в которой считается, что давление вдоль трещины падает значительно.

Для обоснования режимов фильтрационных потоков из пласта в скважину, а также дебита и продуктивности после ГРП применяют следующие безразмерные параметры:

$$1. \text{Безразмерная депрессия } P_d = \frac{2\pi \cdot kh/\mu \cdot \Delta P}{Q \cdot b}; (1)$$

$$2. \text{Относительный дебит } Q^* = \frac{\eta \cdot b}{0.532 \cdot kh/\mu}; (2)$$

$$3. \text{Безразмерное время } t_{ДХ} = \frac{\chi \cdot t}{L_{ТР}^2}; (3)$$

$$4. \text{Безразмерная проводимость трещины } F_{СД} = \frac{k_T \cdot W}{k \cdot L_{ТР}}; (4)$$

$$5. \text{Параметр Пратса } a_{PR} = \frac{\pi \cdot k \cdot L_{ТР}}{2 \cdot k_T \cdot W} = \frac{\pi}{2 \cdot F_{СД}}; (5)$$

$$6. \text{Коэффициент проникновения трещины } \frac{L_{ТР}}{R_K},$$

где kh/μ – гидропроводность пласта, $мкм^2 \cdot см / (мПа \cdot с)$;

$k_T \cdot W$ – проводимость трещины, $мкм^2 \cdot м$;

η – коэффициент продуктивности скважины $м^3 / (сут \cdot МПа)$;

Q – дебит скважины, $м^3 / сут$;

ΔP – депрессия, МПа;

b – объемный коэффициент, б/р;

χ – пьезопроводность пласта, $м^2 / с$;

t – время, с;

$L_{ТР}$ – полудлина трещины, м;

k_T – проницаемость трещины, мкм²;
 k – проницаемость пласта, мкм²;
 R_K – радиус дренирования, м.

В пластах, подвергнутых гидроразрыву, во время восстановления (или падения) давления могут наблюдаться четыре периода существования фильтрационно-го потока, отделенные друг от друга переходными периодами (рис. 1, 2):

1. *Линейный поток в трещине.* Длительность такого периода может быть ничтожно мала и замаскирована влиянием притока в стволе скважины. В течение этого периода большая часть жидкости, поступающей в ствол скважины, образуется за счет расширения жидкости в трещине.

2. *Билинейный поток,* когда жидкость перетекает из пласта в трещину линейно, а эффекты в кончике трещины не влияют на поведение скважины.

3. *Линейный поток* из пласта имеет место только при высокой проводимости трещины.

4. *Псевдорadiaльный поток* возникает при любых проводимостях трещины, чем выше проводимость, тем позднее возникает структура дренирования, которую можно считать в основном радиальной.

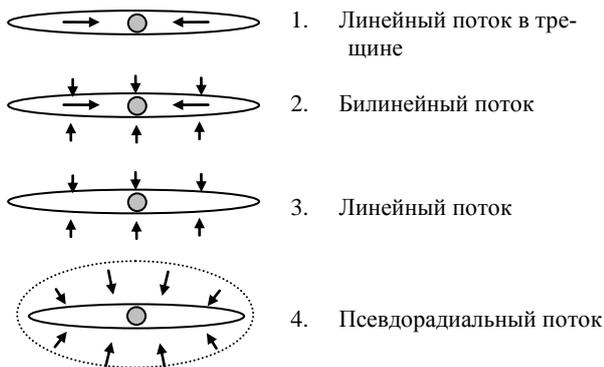


Рис. 1. Схема фильтрационных потоков вокруг трещины ГРП во время восстановления или падения давления в пласте.

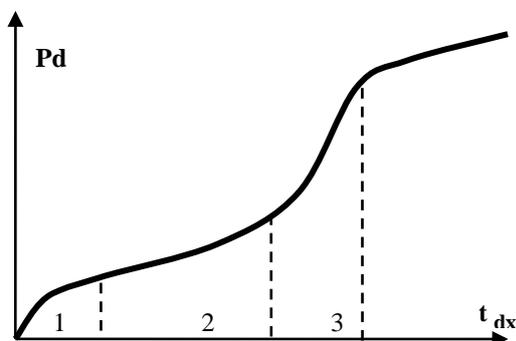


Рис. 2. График типовой кривой восстановления (падения) давления скважины с ГРП в безразмерных координатах.

При интерпретации КВД скважины после ГРП используются четыре основных метода:

1. Методы, основанные на анализе линейного или билинейного режима потока, если они имеют место;

2. Метод, предполагающий, что псевдорadiaльный режим потока достигнут;

3. Использование типовых кривых или модели залежи путем анализа и сопоставления.

Предположение о линейном притоке из пласта совершенно справедливо при добыче через высокопроводимую трещину с полудлиной трещины

$$L_{TP} \text{ вплоть до момента времени } t \leq \frac{0.016 \cdot L_{TP}^2}{\chi} \text{ после}$$

окончания периода притока жидкости в ствол скважины.

На логарифмическом графике $\lg \Delta P - \lg t$ линейный поток характеризуется прямой с наклоном $1/2$.

Процедура анализа КВД при линейном режиме такова:

1. построить график КВД в координатах $\Delta P - \sqrt{\frac{T+t}{t}}$;

2. определить наклон i_2 линейного участка;

3. по величине проницаемости k , упругоэластичности β^* пласта определить полудлину трещины L_{TP} с

$$L_{TP} = \frac{A_1 \cdot Q \cdot b_H}{i_2 \cdot h} \sqrt{\frac{\mu}{k \beta^*}}; (6)$$

помощью уравнения:

На логарифмическом графике $\lg \Delta P - \lg t$ билинейный поток характеризуется прямой с наклоном $1/4$.

Для определения параметров трещины строят график в координатах

$$\Delta P - 4 \sqrt{\frac{T+t}{t}} \text{ и по уклону прямолинейного}$$

участка i_3 вычисляют проводимость трещины $K_T \cdot W$ по формуле:

$$K_T \cdot W = A_2 \cdot \left(\frac{Q \cdot b_H \cdot \mu}{h \cdot i_3} \right)^2 \sqrt{\frac{1}{k \cdot \mu \cdot \beta^*}}; (7)$$

где A_1 и A_2 , коэффициенты, зависящие от размерности времени t (сек, мин, час).

При интерпретации КВД мы считаем, что поток псевдорadiaльный, когда завершается трансформация площади дренирования от прямоугольной через эллиптическую (переходный поток) к почти радиальной. Тогда уравнения, выведенные для строго радиального потока, можно применять с малой погрешностью.

Время, необходимое для достижения псевдорadiaльного потока равно:

$$t \approx 1 \div 3 \frac{L_{TP}^2}{\chi} \text{ при } F_{CD} = 0,031 \div 31$$

Когда псевдорadiaльный режим достигнут, для расчета гидропроводности kh/μ , проницаемости k ,

скин-фактора S_i пласта можно воспользоваться графиком КВД в полулогарифмических координатах

$$\Delta P - \lg \frac{T + t}{t}$$

Литература:

1. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1974. 224 с.
2. Bittencourt A.C., Horne R.N. Reservoir Development and Design. // Optimization, SPE 38895 presented at the 72nd Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio, TX, October 5-8, 1997.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ С ПОМОЩЬЮ ОБРАБОТКИ ИНДИКАТОРНОЙ ЛИНИИ СКВАЖИНЫ

М.С. Королев, А.В. Нурмакин, А.А. Мунасыпов, Р.Ф. Миннегалеев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: korolms@mail.ru

Для повышения нефтеотдачи пластов зачастую используется радикальный технологический метод, заключающийся в дополнительном разбуривании зон с повышенной остаточной (к текущему моменту) нефтенасыщенностью. Этот метод также называется бурением боковых стволов. Боковые стволы обычно бурятся с горизонтальным окончанием, так как это позволяет снизить риск вскрытия низкопродуктивной зоны – зоны с низкой нефтенасыщенностью.

Проектное расположение продуктивного забоя прогнозируется на основе результатов гидродинамического моделирования. Однако, опыт ряда нефтедобывающих предприятий показывает, что гидродинамическое моделирование в большинстве случаев дает недостаточно точный прогноз, граничащий с недостоверностью. В частности эта недостоверность выражается в некорректном определении распределения текущей нефтенасыщенности по объему или площади продуктивных пластов. Последнее приводит к ошибочной ориентации проектируемого бокового ствола скважины и, как следствие, слабый или отсутствующий приток нефти к уже пробуренной скважине [1].

В данной статье предлагается простой и оперативный метод построения карты текущего (или на любой момент из истории разработки) распределения нефтенасыщенности.

Суть метода заключается в объединении метода гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результатов лабораторных исследований керн.

Для любого момента времени в пределах истории разработки продуктивного пласта в качестве исходной информации требуется:

1. Текущий дебит нефти и воды по добывающим скважинам – q_i^H, q_i^S (i – индекс/номер скважины).

2. Текущая депрессия, создаваемая в добывающих скважинах – Δp_i .

3. Координаты точек вскрытия продуктивного пласта всеми скважинами (в том числе и нагнетательными) – (x_i, y_i) .

4. Результаты лабораторных исследований кривой относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти – $\bar{k}_n = \varphi_n(\sigma_s)$ (σ_s – водонасыщенность) керн, отобранного из продуктивного горизонта.

Обработка вышеописанных данных происходит следующим образом.

В случае не нарушения линейного закона фильтрации Дарси индикаторная диаграмма может быть построена по одной точке (рис.1), так как прямая проходит через начало координат. На рис. 1 показана типовая обработка индикаторных линий для одной добывающей скважины.

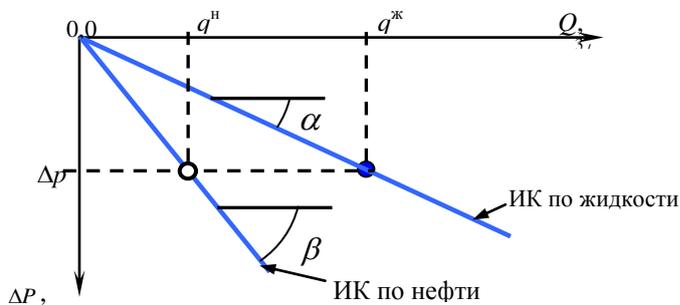


Рис. 1. Пример построения и обработки индикаторной линии по одному замеренному режиму.

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\text{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p} \quad (1)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП [2]. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИК) для жидкости и нефти отдельно (см. рис.1). Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (1) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{жс} = \frac{1}{\text{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{жс}}{\Delta p}, \quad K_i^H = \frac{1}{\text{tg}(\beta)} = \frac{q_i^H}{\Delta p} \quad (2)$$

Для теоретического определения коэффициентов продуктивности на примере вертикальных скважин воспользуемся известной формулой Дюпюи

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \left[\ln \left(\frac{R}{r} \right) + S \right]} \quad (3)$$

где k – абсолютная проницаемость, м²;
 h – эффективная (проницаемая) толщина пласта, м;
 R – радиус контура питания, м;
 r – радиус скважины;
 μ – динамическая вязкость среды, Па·с;

S – коэффициент несовершенства скважины или скин-фактор.

Из формулы (3) следует, что для раздельного расчета продуктивности по жидкости и нефти i -ой скважины необходимо вместо абсолютной проницаемости – k подставить фазовую проницаемость по нефти и некую осредненную проницаемость по жидкости.

Таким образом, получим для продуктивности по нефти

$$K_i^n = \frac{2\pi k_i^n h_i}{\mu^n \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]} \quad (4)$$

и для продуктивности по жидкости

$$K_i^{жс} = \frac{2\pi k_i^{жс} h_i}{\mu_i^{жс} \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]} \quad (5)$$

Значения величины скин-фактора – S возможно получить из результатов исследования скважин на неустановившихся режимах отбора (например снятие кривых изменения давления). Если данная величина неизвестна, то можно ее отбросить, тем самым несколько снизив точность результата.

Динамическую вязкость среды в формуле (5) можно вычислить приближенно по формуле

$$\mu_i^{жс} \approx \mu^n \frac{q^n}{q^n + q^g} + \mu^g \frac{q^g}{q^n + q^g}.$$

Значения вязкости нефти и воды следует брать для пластовых условий, если кривые ОФП тоже были получены в условиях, приближенных к пластовым.

Подставив в левые части (4) и (5) найденные фактические значения продуктивностей из (2) получим

$$\frac{1}{\text{tg}(\beta)} = \frac{q_i^n}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^n h_i}{\mu^n \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]}, \quad (6)$$

$$\frac{1}{\text{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{жс}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{жс} h_i}{\mu_i^{жс} \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right]}. \quad (7)$$

Выражая из (6) и (7) фазовую проницаемость по нефти и среднюю по жидкости получим их значения для каждой скважины

$$k_i^n = \frac{\mu^n \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right] q_i^n}{\Delta p 2\pi h_i}, \quad (8)$$

$$k_i^{жс} = \frac{\mu_i^{жс} \left[\ln \left(\frac{R_i}{r_i} \right) + S_i \right] q_i^{жс}}{\Delta p 2\pi h_i}. \quad (9)$$

Отсюда легко получить значение ОФП по нефти

$$\bar{k}_i^n \approx \frac{k_i^n}{k_i^{жс}}. \quad (10)$$

Зная кривые ОФП мы можем найти величину водонасыщенности – σ_g , соответствующую найденной из (10) величины ОФП по нефти – \bar{k}_i^n (рис. 2).

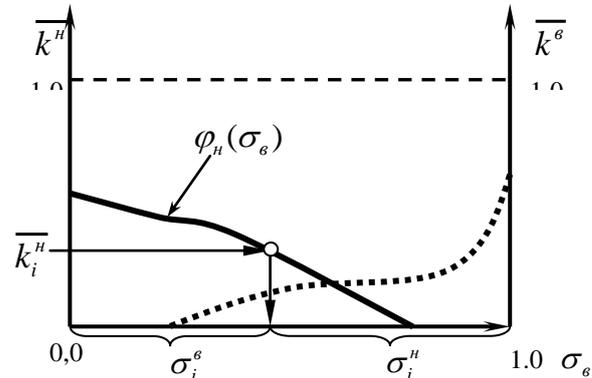


Рис. 2. Нахождение текущей водо- и нефтенасыщенности по кривым ОФП и ОФП по нефти.

Нефтенасыщенность нагнетательных скважин, принадлежащих системе заводнения можно принять равной величине предельной остаточной нефтенасыщенности или равной нулю.

Нахождение водонасыщенности по известной ОФП нефти происходит решением уравнения

$$\bar{k}_i^n = \varphi_n(\sigma_g), \quad (11)$$

После этого нефтенасыщенность $\sigma_n \approx 1 - \sigma_g$ при условии малого газового фактора. Таким образом, рассчитав значения текущей нефтенасыщенности по всем скважинам и, связав эти значения с координатами точек вскрытия пласта, можем, используя наиболее подходящий метод интерполяции, построить карту текущей нефтенасыщенности.

Выбор наиболее подходящего метода интерполяции требует проведения дополнительных статистических исследований.

Литература:

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 276 с.
2. Стрекалов А.В. Системный анализ и моделирование гидросистем поддержания пластового давления. – Тюмень: ИФ «Слово», 2002. – 324 с.

МЕТОД МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОПИСАНИЯ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

М.С. Королев, А.В. Нурмакин,
А.А. Мунасыпов, Р.Ф. Миннегалиев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: korolms@mail.ru

В данной статье рассматривается проблема математического описания процессов фильтрации в пористой среде жидкости или газа с выраженными нелинейными эффектами в области сверхнизких и высоких скоростей.

Типичной задачей при моделировании гидродинамических процессов является расчет перепада или градиента давления при фильтрации текучих сред (ТС) через пористую среду в контрольном объеме, представленном ячейкой – элементом модели с плоскими гранями [4]. Модель элемента пласта – ячейки, представлена в виде параллелепипеда (или более сложной формы, но плоскими гранями), ограничивающего форму и размеры определенной части пласта (рис. 1).

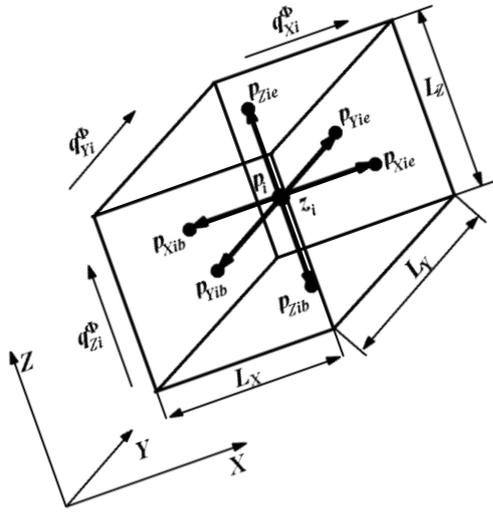


Рис. 1. Схема элемента гидродинамической модели (ГДМ).

Для удобства дальнейшего описания и вследствие явного подобия закона Дарси закону Ома в случае соблюдения линейного закона фильтрации, будем понимать под гидравлическим сопротивлением ячейки i пласта между определенной парой граней, отношение

$$R^{(S)} = \frac{\Delta p_g}{q_g}, \left[\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right] \quad (1)$$

где S – ось, вдоль которой рассматривается течение в элементе;

$\Delta p_S = p_c - p_{gran}$ – перепад давления между центром ячейки и одной из граней; q_g – объемный расход флюида через грань g .

Таким образом, замыкающее отношение, соответствующее линейному закону течения Дарси вдоль оси S в ячейке будет

$$\Delta p_g = f_g(q_g) = \mu \frac{L_S}{2k^{(S)} F_g} q_g = R_i^{(S)} q_g, \quad (2)$$

где S – ось – направление от центра ячейки к ее грани $gran$, $0=X, 1=Y, 2=Z$; L_S – длина ячейки вдоль оси S , м; F_{gran} – площадь грани (средняя площадь фильтрации), м^2 ;

Сопротивление согласно (1) и (2)

$$R^{(S)} = \mu \frac{L_S}{2k^{(S)} F_g}, \quad (3)$$

где $k^{(S)}$ – абсолютная проницаемость породы ячейки вдоль оси S , м^2 .

Направления фильтрации ТС будем условно полагать только вдоль осей X, Y и Z .

Наличие множества компонентов текучих сред при фильтрации учитывается согласно относительным проницаемостям. В этом случае сопротивление фильтрации компонента Φ вдоль оси S ячейки будет (рис. 1)

$$R^{(S)} = \mu_j \frac{L_S}{2\gamma_j(\sigma_j) \prod_{i=1, i \neq j}^N \lambda_{ji}(\sigma_i) k^{(S)} F_g}, \quad (4)$$

где $\gamma_j(\sigma_j)$ – функция относительной фазовой проницаемости (ОФП) компонента j от его объемной насыщенности – σ_j , д.е.; μ_j – динамическая вязкость компонента j , Па \cdot с; $\lambda_{ji}(\sigma_i)$ – функция относительного изменения ОФП компонента j от насыщенности компонента i , д.е.; N – количество рассматриваемых компонентов, шт.

По сути, функция $f_g(q_g)$ отражает закон фильтрации, иначе говоря, закон вязкостного внутривязкого трения, который также может быть получен через функцию градиента давления от скорости фильтрации

$$\frac{dp}{dl} = \sigma_0(\omega) = \frac{v \cdot \rho}{k_\phi} \omega, \quad (5)$$

$$f_g(q_g) = \sigma_0 \left(\frac{q_g}{F_g} \right) dl, \quad (6)$$

где $\omega = \frac{q_g}{F_g}$ – скорость фильтрации через грань $gran$,

м/с; q_g – объемный расход среды, $\text{м}^3/\text{с}$; V – кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$; k_ϕ – фазовая проницаемость, м^2 ; ρ – плотность флюида, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\sigma_0(\omega)$ – функция линейного закона внутривязкого трения; σ – объемная насыщенность, д.е.; m – текущая пористость, д.е.

Описанные отношения (1–6) соответствуют линейному закону фильтрации. Вследствие того, что при моделировании реологических проявлений, фильтрации в трещинах и высокопроницаемых каналах возникают существенные или сверхнизкие скорости течения флюидов с доминированием капиллярных сил, необходимо учитывать нарушение линейного закона.

Так как на данный момент вопрос нарушения закона фильтрации Дарси не исчерпан, здесь предлагается несколько вариантов математического описания моделей – законов фильтрации для учета результатов лабораторных исследований ядра при их интегрировании в общую ГДМ месторождения.

1. Общий случай – нелинейные произвольные законы фильтрации. Нелинейный закон фильтрации (I приоритет) по функции корректировки градиента давления от числа Рейнольдса – $\sigma_I(\omega)$

$$\frac{dp}{dl} = \sigma_I(\omega) = \frac{\nu \cdot \rho}{k_\phi} Rd(Re)\omega \quad (7)$$

где $Rd(Re)$ – функция, зависящая от числа Рейнольдса для пористых сред и показывающая увеличение или уменьшение сопротивления при изменении Re . Функция $Rd(Re)$ равна 1 д.е., если линейный закон фильтрации соблюдается.

Данная функция может задаваться в исходных – настроечных данных формулой или табулирована с последующей интерполяцией.

Здесь $Re = \frac{\omega_{ист} \sqrt{k_\phi}}{\nu}$ – число Рейнольдса, д.е.

$\omega_{ист} = \frac{q_g}{F_g \cdot \sigma \cdot m}$ – истинная скорость фильтрации, м/с.

2. Общий случай – нелинейные произвольные законы фильтрации. Нелинейный закон фильтрации (II приоритет) учитывается в функции корректировки градиента давления в зависимости от истинной скорости $\sigma_{II}(\omega)$. Данная функция задается в исходных данных формулой или табулирована с последующей интерполяцией

$$\frac{dp}{dl} = \sigma_{II}(\omega) = \frac{\nu \cdot \rho}{k_\phi} \delta(\omega_{ист})\omega, \quad (8)$$

где $\delta(\omega_{ист})$ – зависящая от истинной скорости фильтрации и показывает увеличение или уменьшение сопротивления при изменении $\omega_{ист}$. Функция равна 1 д.е., если закон соответствует закону Дарси.

3. Частный случай – нелинейный составной закон фильтрации (III приоритет) – $\sigma_{III}(\omega)$.

Для расчета зависимости градиента давления от скорости фильтрации или наоборот требуется разделить закон фильтрации $\sigma_{III}(\omega)$ на две области определения:

– первая соответствует линейному закону фильтрации

$$\omega = \frac{k_\phi}{\nu \cdot \rho} \frac{dp}{dl} = \alpha \frac{dp}{dl}, \text{ т.е. } \alpha = \frac{k_\phi}{\nu \cdot \rho} \quad (9)$$

– вторая соответствует нелинейному закону фильтрации

$$\omega = B \left(\frac{dp}{dl} \cdot \lambda \right)^\varphi + A \text{ при } \frac{dp}{dl} > 0 \quad (10)$$

$$\omega = - \left[B \left(\left| \frac{dp}{dl} \right| \cdot \lambda \right)^\varphi + A \right] \text{ при } \frac{dp}{dl} < 0 \quad (11)$$

где λ – коэффициент равный 1 Па/м; A и B – коэффициенты, отыскиваемые в процессе настройки $\sigma_{III}(\omega)$;

φ – показатель нелинейности, д.е., который задается в исходных данных.

Переход от линейного к нелинейному закону фильтрации определяется числом Рейнольдса по Щелкачеву

$$Re = \omega \frac{10 \sqrt{k_\phi}}{m^{2.3} \nu}. \quad (12)$$

Критическая скорость и соответствующей ей критический градиент давления

$$\omega_{кр} = \frac{m^{2.3} \nu}{10 \sqrt{k_\phi}} Re_{кр},$$

$$\left(\frac{dp}{dl} \right)_{кр} = gp_{кр} = \omega_{кр} \frac{1}{\alpha}, \quad (13)$$

где $Re_{кр}$ – критическое число Рейнольдса (задается в исходных данных), д.е.

Коэффициенты A и B находятся решением системы уравнений

$$\begin{cases} \alpha gp_{кр} = B(gp_{кр} \cdot \lambda)^\varphi + A \\ \alpha = \varphi \cdot B \cdot gp_{кр}^{\varphi-1} \end{cases} \Rightarrow (14)$$

$$B = \frac{\alpha}{\varphi \cdot gp_{кр}^{\varphi-1}}, A = \alpha \cdot gp_{кр} - \frac{\alpha}{\varphi \cdot gp_{кр}^{\varphi-1}} gp_{кр}^\varphi \quad (15)$$

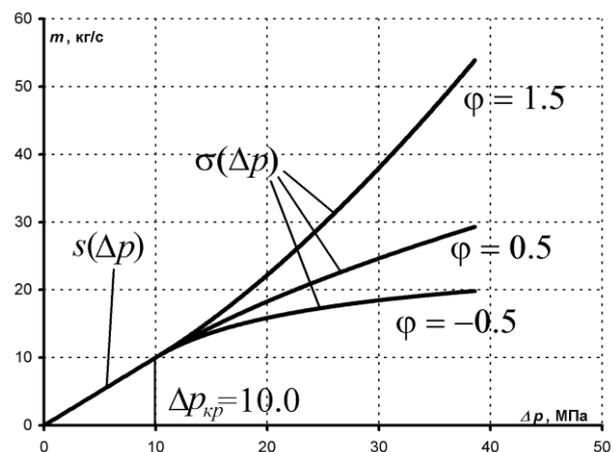


Рис. 2. Составной закон фильтрации для различных коэффициентов φ при $\alpha=1$.

На рис. 2 показаны примеры составного закона фильтрации. Градиент давления при известной скорости фильтрации для данного (составного закона фильтрации) можно определить решением уравнения

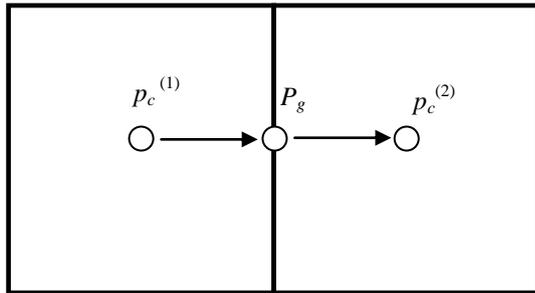
$$\frac{\omega - A}{B} = \left(\frac{dp}{dl} \cdot \lambda \right)^\varphi \quad (16)$$

$$\Rightarrow \frac{dp}{dl} \cdot \lambda = \left(\frac{\omega - A}{B} \right)^{1/\varphi} \quad (17)$$

Основные отличия рассматриваемой здесь методики расчета $f_g(q_g)$ заключаются в возможности

гибкой настройки ГДМ для произвольных законов фильтрации, которые могут быть выявлены в результате проведения лабораторных испытаний пропускания ТС через керн в широком диапазоне расходов.

Фаза расчета перетоков между ячейками в ГДМ для любого момента времени в случае заданного закона фильтрации любым из предлагаемых способов требует решения нелинейного (в общем случае) уравнения относительно неизвестной скорости фильтрации при заданном перепаде давления между давлением в центре ячейки и среднего давления на каждой ее грани (рис. 3).



Грань g

Рис. 3. Схема расчета перетока между ячейками.

Неизвестный расход флюида – q_g через грань – g можно рассчитать решив уравнение вида

$$\Delta p_{gran} = p_c - p_{gran} = f_{gran}(q_{gran}) = \sigma_{0,I,II,III} \left(\frac{q_{gran}}{F_{gran}} \right) dl \quad (18)$$

при известном перепаде давления Δp_g .

Учитывая возможность выбора трех вариантов закона фильтрации из $\sigma_0(\omega)$, $\sigma_I(\omega)$, $\sigma_{II}(\omega)$ и $\sigma_{III}(\omega)$ в дальнейшем будем полагать закон вязкостного внутрипорового трения заданным для каждой ячейки в виде функций, связывающих градиент давления и скорости фильтрации $\sigma_i(\omega)$, где i – глобальный или локальный индекс ячейки. Если далее индекс не указан, то значит, имеется ввиду общий случай.

Как видно из графика (рис. 4) $\left(\frac{dp}{dl} \right)_0$ – критический

градиент начала фильтрации, который складывается из градиента начала течения для флюида (задается в «PVT» свойствах флюида[1]) и из градиента начала фильтрации порового пространства пласта, который задается в свойствах каждого пласта.

Решение уравнения для нахождения скорости фильтрации от градиента давления, создаваемого внешними силами при не учете второго закона Ньютона происходит следующим образом. Из сложившегося градиента давления вычитается критический градиент давления, а затем функция закона фильтрации принимается проходящей через начало координат.

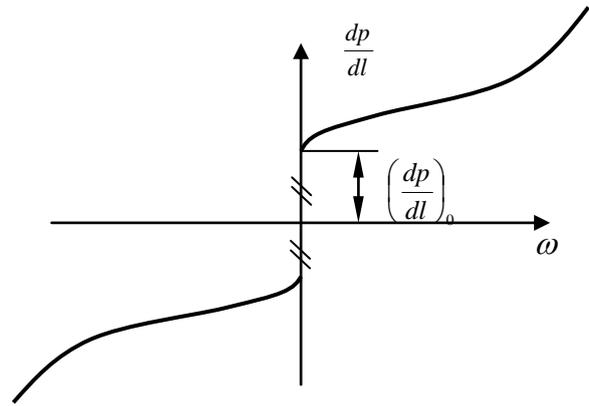


Рис. 4. Общий вид зависимости закона фильтрации.

Т.е. решается уравнение относительно скорости фильтрации

$$\frac{dp}{dl} - \left(\frac{dp}{dl} \right)_0 = \sigma(\omega), \quad (19)$$

где $\sigma(\omega)$ – закон фильтрации, который может быть одним из четырех (линейный и нелинейные I, II, и III приоритеты).

Известно, что большинство фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) динамичны и изменяются в зависимости от внутрипорового давления.

Так, например, при изменении пористости, вызванным изменением внутрипорового давления, изменяется и абсолютная проницаемость, а, следовательно, и все фазовые проницаемости (рис. 5). В общем виде $\beta_m(\delta m)$ – это функция относительного приращения проницаемости от относительного приращения пористости.

Здесь величина $\delta m = \frac{m - m_0}{m_0}$ – относительное

приращение пористости, д.е.; δk – относительное изменение проницаемости при относительном приращении пористости, д.е.

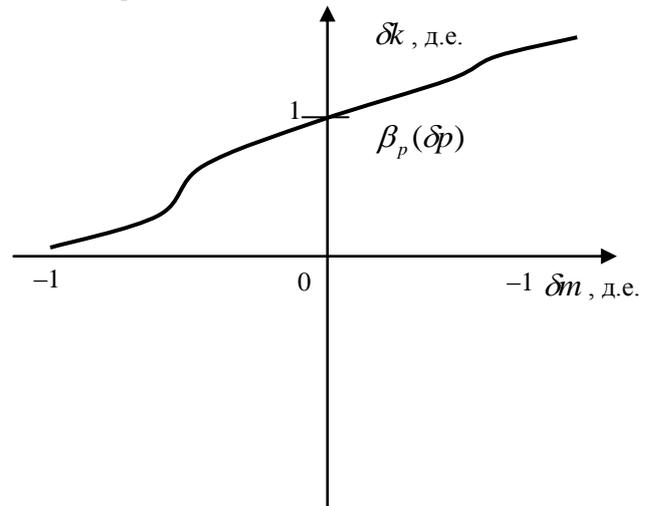


Рис. 5. Зависимость относительного изменения (множителя) проницаемости от относительного приращения пористости.

Т.е. итоговой абсолютной проницаемостью в любом из законов фильтрации будет

$$k = k_0 \delta k = k_0 \beta_m \left(\frac{m - m_0}{m_0} \right) \quad (20)$$

Также возможно предусмотреть корректировку абсолютной проницаемости от внутрипорового давления напрямую через функцию $\beta_p(\delta p)$ (рис. 6).

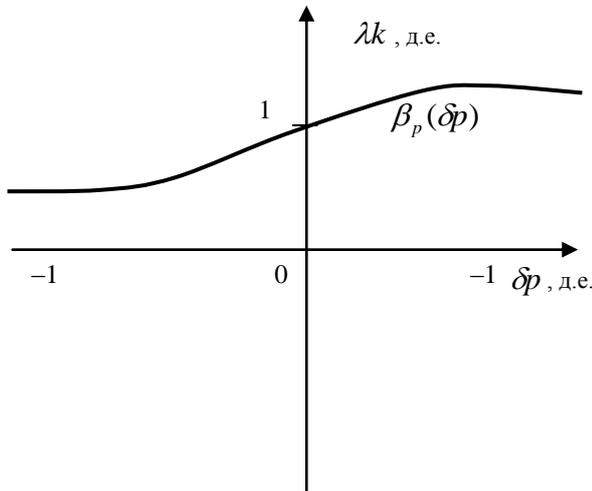


Рис. 6. Зависимость относительного изменения (множителя) проницаемости от относительного приращения давления.

Здесь подобно предыдущему примеру

$$\delta p = \frac{P - P_0}{P_0} \text{ – относительное приращение давления,}$$

д.е.; p_0 – начальное пластовое давление, которому соответствует начальная абсолютная проницаемость – k_0 ; λk – относительное изменение проницаемости при относительном приращении давления, д.е.

Данная функция необходима для учета изменения проницаемости от силы воздействия на пристеночную область – там, где ТС контактирует в стенками поровых каналов.

В этом случае итоговой абсолютной проницаемостью будет

$$k = k_0 \lambda k = k_0 \beta_p \left(\frac{P - P_0}{P_0} \right) \quad (21)$$

Полученная проницаемость в зависимости от выбранного закона фильтрации подставляется в соответствующее математическое описание (7–9).

Рассмотренное здесь математическое описание законов фильтрации интегрировано в ГДМ месторождений нефти и используется в расчетном комплексе HydraSym [1].

Результаты ряда лабораторных исследований авторов данной статьи и других ученых [2, 3] подтверждают необходимость учета в комплексной ГДМ месторождения нелинейных законов фильтрации, учитывающих уникальные особенности пористой среды в сочетании с физическими свойствами ТС.

В большей части случаев рассмотренного в статье математического описания достаточно для адаптации ГДМ посредством прямого переноса закона фильтрации из лабораторных исследований керна в модель через (7) и (8). Такие закономерности в целом сходны с видом функции на рис. 4 и отражают: критический градиент давления начала течения, повышенные сопротивления на низких и высоких скоростях течения, линейный закон фильтрации на некоторых средних скоростях течения.

Литература:

1. Свидетельство № 2002611864 о регистрации программы для ЭВМ. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления (HydraSym). – М., 2002.
2. Семенов А.А., Дмитриев Н.М., Кадет В.В., Михайлов Н.Н. Эффект асимметрии при фильтрации в анизотропных пористых средах // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 52–55.
3. Семенов А.А. О вариантах нелинейных законов фильтрации для пористых сред, проявляющих в законе Дарси ортотропные фильтрационные свойства // Тезисы докладов 6-й всеросс. Конф. молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России. – М.: Нефть и газ, 2005.
4. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. – 664 с.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ ВСПЕНИВАНИЯ СКВАЖИННОГО ФЛЮИДА

М.С. Королев, А.В. Нурмакин,
И.Х. Некдаров, А.Г. Сергеев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: korolms@mail.ru

Источником информации для оценки потенциала добычи скважины являются промысловые данные, качеству которых уделяется большое внимание. Однако при сбросе свободного газа из затрубного пространства через обратный клапан в систему нефтесбора при забойных давлениях близких к давлениям насыщения, большое количество газа поднимается по затрубному пространству, это делает оценку работы скважины и потенциала скважины более затруднительной по причине того, что газ снижает плотность жидкости в затрубном пространстве. Таким образом, реальная плотность жидкости в затрубном пространстве значительно ниже, чем принятая для расчетов по утвержденным методикам и соответственно рассчитанный коэффициент продуктивности скважины при этом оказывается завышенным.

Распределение газа, подаваемого через насос и поступающего в затрубное пространство, зависит от геометрии скважины, угла отклонения скважины от вертикали, газового фактора, модели насоса и наличия сепаратора газа (и его типа). Исследования скважин на месторождениях показали, что, действительно, в некоторых скважинах количество газа, поднимаемого по обсадной колонне, очень незначительно, в других случаях – поднимается большое количество газа (рисунок 1).

Для подтверждения данного анализа мы собрали данные по скважинам с ЭЦНами где проведены исследования по плотностному каротажу в скважинах и рассчитаны динамические забойные давления. Расчеты показали, что эквивалентные плотности, при которых жидкость в затрубном пространстве соответствовала бы показаниям датчика давления, находятся в диапазоне 0,13 до 0,58 г/см³. Это показывает, что у нас есть газовый поток во многих скважинах и, что для приемлемой оценки динамического забойного давления в скважинах с ЭЦНами одного замера динамического уровня недостаточно (рис. 2).

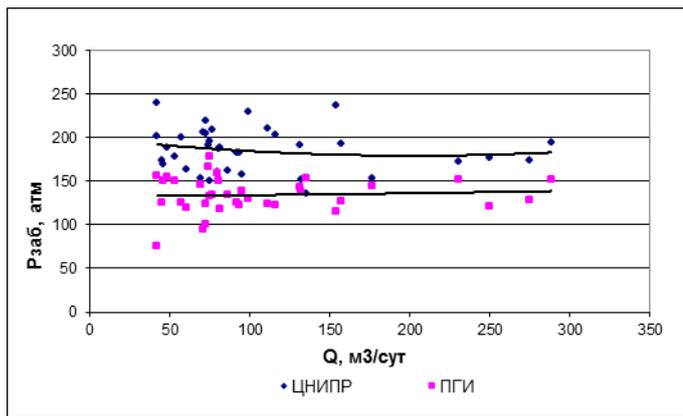


Рис. 1. Распределение забойных давлений, рассчитанных согласно данным измерений по ПГИ и ЦНИПР от динамического уровня в затрубном пространстве для реальных скважин Сугмугского месторождения.

Замер изменения давления в затрубном пространстве производится путем закрытия затрубной задвижки скважины при постоянной работе скважины.

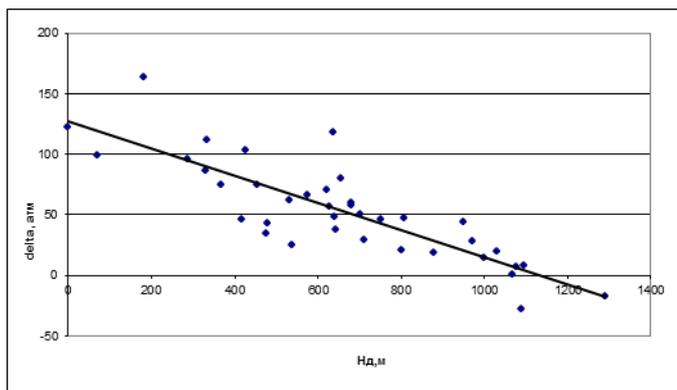


Рис. 2. Зависимость абсолютной погрешности $\Delta = P_{з\text{аб}}(\text{ЦНИПР}) - P_{з\text{аб}}(\text{ПГИ})$ от динамического уровня.

Время изменения давления может составлять всего 5 минут, если поток газа большой, и 40 минут, когда газа очень мало: время проведения замера зависит от роста давления зафиксированного на устье, необходим рост давления достаточный для проведения замера: обычно порядка нескольких атмосфер.

Основным преимуществом данных замеров является то, что они не влияют на добычу нефти, не требу-

ют никакого специального оборудования, и они обычно могут быть проведены в течение менее чем 30 минут. Однако при их проведении требуется, чтобы задвижки на фонтанной арматуре были исправны, а используемый манометр был бы достаточно точен.

Несмотря на то, что повсеместно считается, что скорость увеличения давления на устье связана с количеством имеющегося газа и его поступлением в ствол, фактические физические параметры данного явления очень сложны и включают многофазовые потоки в наклонно-направленных скважинах и возможное образование пены. Опубликованные в статье «Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure» SPE 14254 корреляции никогда не применялись и для наклонно-направленных скважин или для скважин, в которых насосы установлены на относительно большом расстоянии от забоя. Но тем не менее по нашим скважинам был получен прекрасный результат по корреляции скорости повышения давления ($\Delta P/\Delta T$), помноженной на объем газа в затрубном пространстве (D_a), и коэффициента поправки на газ (f) для жидкости в затрубном пространстве. Это та же самая корреляция, которая была изучена в работах [1, 2].

Различные параметры, которые появляются при корреляции, рассчитываются следующим образом:

Коэффициент поправки на газ (f) рассчитывается по показаниям датчика давления ЭЦНа и плотности нефти (плотность нефти в поверхностных условиях).

Объем газа в затрубном пространстве является суммой объема газа выше уровня жидкости и объемом столба газообразной жидкости, полученной при помощи коэффициента поправки на газ. Общий объем газа в затрубном пространстве выражается в виде величины D_a , которая представляет собой глубину динамического уровня (D) плюс расстояние между динамическим уровнем и ЭЦНом, умноженное на коэффициент поправки на газ (f). Для того чтобы определить, приемлема ли данная корреляция в рамках нефтегазоносной провинции, нам необходимо получить побольше данных по месторождениям.

При построении корреляции использовалась математическая модель, примененная Подио и Гильбертом при построении их корреляций. В общем виде уравнение записывается

$$f = A_0 + \sum_{i=1}^5 A_i \times \left[\text{Log} \left(D_a \times \frac{DP}{DT} \right) \right]^i, \quad (1)$$

где коэффициенты A_i определяются методом регрессии.

Из-за недостаточного количества точек корреляция не может быть предусмотрена для коэффициента поправки на газ ниже 0,25.

Если коэффициент ниже 0,25, то это свидетельствует об очень большом количестве газа в затрубном пространстве. Если нельзя установить насос на большей глубине, то это означает отсутствие потенциала по увеличению уровня добычи.

Данная корреляция используется, прежде всего, для определения забойного давления в тех случаях, когда ЭЦНЫ не снабжены датчиками давления.

Корреляция $D_a * DP/DT$ и коэффициента поправки на газ позволяет определить давление на входе в насос,

когда мы знаем скорость повышения давления (DP/DT) и динамический уровень. Однако при расчете динамического уровня D_a имеется одна трудность, связанная с тем, что нам необходимо знать концентрацию газа в столбе жидкости, что нам и требуется определить. Эту проблему мы решаем путем повторений. Сначала, мы применяем корреляцию, используя величину динамического уровня D без внесения поправки. Из $D_a * \Delta P/\Delta T$ мы определяем коэффициент поправки на газ, который мы используем при первой поправке динамического уровня D : к величине динамического уровня D мы прибавляем расстояние между динамическим уровнем и ЭЦНом, умноженное на коэффициент поправки на газ. При помощи коэффициента поправки на газ мы получаем величину концентрации газа в столбе жидкости, которую мы применяем для внесения поправки и получения динамического уровня D_a . При помощи новой величины динамического уровня D_a мы начинаем тот же самый процесс, получаем новый коэффициент поправки на газ и новую величину динамического уровня D_a . Мы повторяем этот процесс до тех пор, пока величина динамического уровня D_a не станет постоянной.[3]

Однако, это исследование существенно зависит от величины роста затрубного давления. Если рост затрубного давления составляет менее 0,1 атм за 5 минут, то такой тест использовать нельзя.

$$\text{Определение } \frac{\Delta P}{\Delta T} = \frac{P_{к.з} - P_{н.з}}{T} \quad (2)$$

где $P_{к.з}$ – конечное давление в затрубном пространстве, $P_{н.з}$ – начальное давление в затрубном пространстве.

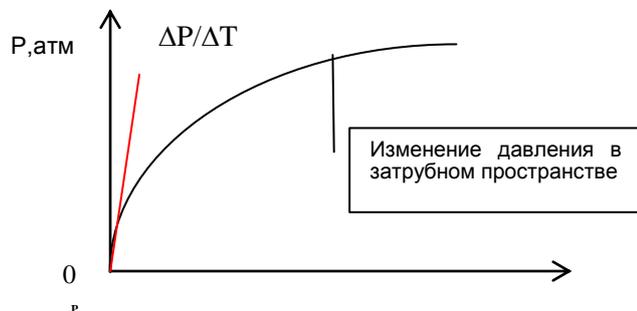


Рис. 3. Расчет крутизны кривой $\Delta P/\Delta T$.

Данный коэффициент представляет собой кривую изменения давления в затрубном пространстве с течением времени. Данная кривая очень редко имеет вид прямой линии, хотя, при закрытии на небольшое время, она должна быть очень близка к прямой линии. Кривая начинает набирать крутизну при времени равном 0.

Динамический уровень в корреляции нуждается в поправке с учетом количества газа в жидкости в затрубном пространстве. Для этого имеется формула:

$$D_a = D_l + (1 - f) \times L \quad (3)$$

где: D_a – скорректированный динамический уровень (м), D – динамический уровень (м), L – разница между фактическим вертикальным уровнем установки насоса и фактическим вертикальным динамическим уровнем (м), f – коэффициент поправки на газ

Данная корректировка подразумевает, что мы знаем концентрацию газа в столбе жидкости, что мы как раз пытаемся определить. Данная проблема решается путем повторов с использованием заранее определенной корреляции.

Сначала берем $D_a = D_l$ и рассчитываем величину $(D_a * \Delta P/\Delta t)_1$. При помощи корреляции получаем первый коэффициент поправки на газ f_1 .

Затем, первый коэффициент поправки на газ K_1 повторно вводится в формулу (2), в результате чего получаем первый скорректированный динамический уровень D_a . $(D_a * \Delta P/\Delta t)_2$ затем пересчитывается, и получаем второй коэффициент поправки на газ f_2 .

Данное повторение повторяется до тех пор, пока последний коэффициент поправки на газ $(f_0)_2$ не станет близким к последнему $(D_a * \Delta P/\Delta t)_2$. В это время повторение закончилось, и мы достигли правильной величины D_a . Коэффициент поправки на газ f определяется из корреляции.

Общая формула, используемая для расчета давления на уровне установки насоса, может быть выражена следующим образом:

$$P_H = P_3 + \frac{g_0 * f_0 * L}{10} \quad (4)$$

где, P_3 – давление в затрубном пространстве и давление на уровне насоса (атм.), g_0 – плотность нефти в поверхностных условиях, f_0 – коэффициент поправки на газ, L – разница между фактической вертикальной глубиной установки насоса и фактической вертикальной глубиной жидкости (м.)

$$P_3 = P_9 + \frac{g_0 * (L_3 - L_n)}{10}, \quad (5)$$

где, P_9 – давление на уровне насоса (атм), g_0 – плотность нефти в поверхностных условиях, L_3 – глубина забоя(м), L_n – глубина спуска насоса (м)

Литература:

1. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 113.
2. Закиров И.С., Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Научно-технический центр «Регулярная и хаотическая динамика», г. Ижевск, 2006. – 356 с.
3. Закиров И.С. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения // Геология нефти и газа. – 1997. – № 11. – С. 43–48.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГИДРО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ РАЙОНА ТОВАЛЬСК-ДЕМЬЯНСКОЕ (СВОДНЫЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ)

Е.В. Кугач, Т.С. Власова

ЗапСибИПГНГ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: ekugach@mail.ru

Район исследования находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, охватывает участок вдоль русла р. Иртыш от г. Тобольска до низовий пра-

вого притока Иртыша – р. Демьянки, а также краевую западную часть приподнятой равнины правобережья р. Иртыш – Тобольский «материк». Абсолютные отметки рельефа в долинах рек составляют +40 - +50 м, на водоразделах +85 - +105 м. Район работ расположен в рамках номенклатурного листа О-42-Б и, частично, листа 42-А.

Объектом исследования является геологическое строение верхней части толщи эоцен-четвертичного возраста. В работе использованы фондовые материалы 1975 г. [2] и 2008-2012 гг. [8-14] о результатах поисково-разведочных работ с подсчетом запасов пресных подземных вод (ППВ) для водоснабжения населенных пунктов и специализированных учреждений.

Цель работы: систематизировать, обобщить и увязать между собой картографический материал (разрезы) прошлых лет (часто разрозненные) с результатами геолого-съемочных и региональных работ в соответствии с современной стратификацией геолого-стратиграфического разреза. Для обеспечения достаточной детальности изученности разреза, которая всегда стоит перед исполнителями, были привлечены дополнительные сведения – учетные карточки водозаборных скважин [7].

Работа имеет прикладное значение и может быть использована при оценочных работах на пресные подземные воды в пределах рассмотренной территории.

Итогом является сводный гидрогеологический разрез. Создана рабочая пространственная БД, в которой формализованы сведения по месторождениям пресных подземных вод (МПЗВ) и автономным водозаборам (ВЗ) с визуализацией средствами ArcGIS (данный аспект не отражен на карте ввиду использования сведений служебного пользования).

В рамках статьи кратко (в форме тезисов) освещены основные особенности геологического строения, гидрогеологические и геокриологические условия района.

Геологическое строение. В пределах изученной территории наблюдается значительное погружение кровли тавдинской свиты (P_2tv) в северном направлении (с абсолютных отметок минус 140-160 м на юге до минус 300 м на севере). Глубина залегания изменяется от 180 м до 320-340 м в том же направлении. Мощность свиты по результатам региональных работ составляет 125-220 м [3, 872Ф].

Условия залегания атлымской и новомихайловской свит объединенных (P_3at+nm) обусловлены положением кровли подстилающей тавдинской свиты, абсолютные отметки кровли изменяются от плюс 5 м на юге до минус 90 м на севере. Глубина залегания колеблется от 40-50 м до 170 м, мощность изменяется от 135 до 220 м в том же направлении.

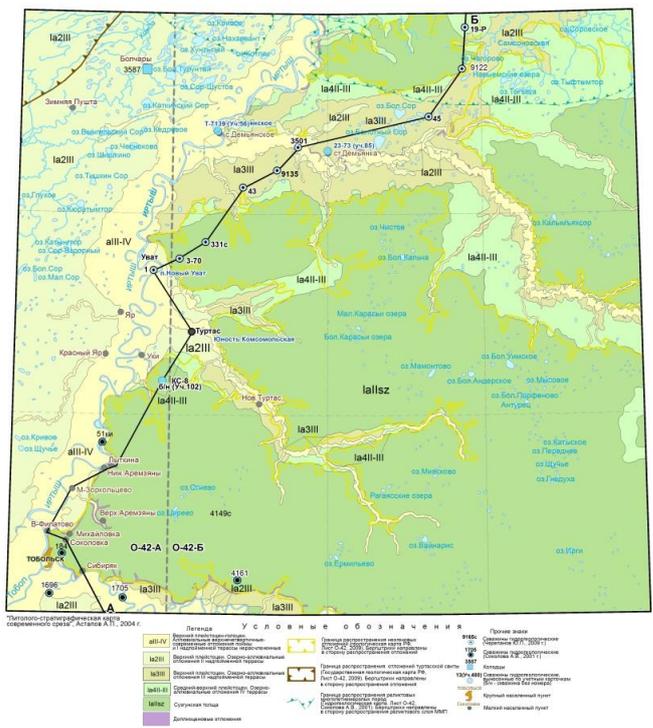
Туртасская свита (P_3tr) развита повсеместно, за исключением участка на северо-западе района, где полностью размыта (контур распространения свиты вынесен на рис. 1.). Согласно залегает на атлым-новомихайловской свите и с размывом перекрывается на водораздельной равнине осадками абросимовской свиты нижнего неогена, в поймах рек - четвертичными. В глубоких врезях крупных рек Иртыш и Демьянка отмечаются маломощные выходы туртасской свиты на

поверхность. Абсолютные отметки кровли туртасской свиты составляют -10 - 30 м, глубина залегания колеблется от 20 до 50 м, мощность свиты 30-80 м.

Абросимовская свита миоцена (N_{1ab}) в левобережной части р. Иртыш полностью отсутствует. Широко развита в правобережной части, при этом на участках речных долин правых притоков р. Иртыш отсутствует или встречается в виде сохранившихся от размыта небольших фрагментов в доколе террас (см. контур распространения отложений неогена на Рис. 1.). В глубоких врезях рек отмечаются маломощные выходы абросимовской свиты на поверхность. Считается, что толща формировалась в обстановке озерно-аллювиального бассейна при относительно стабильном режиме. Мощность 15-30 м.

Стратификация и картография четвертичных отложений приводятся по оцифрованной «Геологическая карта современного срез...», Астапов А.П. 2004 г. [1] (рис. 1). Описание стратиграфических подразделений приводится комплексно по объяснительным запискам к картам м-ба 1:1 000 000 и 1:200 000 района [3-6, 14]. Ниже, также в форме тезисов, освещены основные особенности фациальных разностей.

Нижний плейстоцен. Аллювиальные отложения палеодолин. Талагайкинская свита (aI/I) имеет весьма широкое распространение вдоль современных долин Иртыша, Конды и Демьянки, где подстилает аллювий средне-верхнечетвертичных террас и поймы. Свита выполняет эрозионные врезы, занимая при этом в плане узкие, прерывистые линейные зоны. Древний аллювий залегает на сильно размытой кровле туртасской свиты и стратиграфически последовательно перекрывается более поздними четвертичными отсадками. В строении свиты принимают участие все разновидности фаций: русловая, пойменная и старичная.



свите более высокого циклового яруса имеет прислоненно-вложенное положение.

В строении террасы принимают участие две пачки: нижняя (речные накопления) и верхняя (озерно-аллювиальные отложения). Литологически терраса представлена песками мелкозернистыми серого и светло-серого цвета, желтыми и бурыми за счет ожелезнения. Среди песков присутствуют пылеватые и глинистые разности, прослой и линзы суглинков и супесей. Мощность террасы в целом не превышает 20-24 м.

Верхний плейстоцен. Озерно-аллювиальные отложения II надпойменной террасы (Ia²III) занимают обширный участок долины р. Иртыш по левому его борту. Развита в долинах его крупных притоков и некоторых мелких рек в виде отдельных разрозненных фрагментов (рис. 1). В составе террасы выделяются русловая и половодная пачки. Осадки представлены песками с прослоями супесей и суглинков, в подошве с примесью гравия и гальки. Поверхность осадков контролируется абсолютными отметками современного рельефа +63 ÷ +88 м. Мощность отложений не превышает 15 м.

Верхний плейстоцен. Покровный комплекс. Элювиально-делювиальные отложения (ed III) залегают непосредственно под почвой, выполняют неровности погребенной кровли рельефообразующих свит (толщ), оставленные в завершающие регрессивные фазы циклов седиментации. В составе покровного чехла присутствуют образования субаэральной группы: элювиальные, делювиальные, солифлюкционные, эоловые, пролювиальные и др. Литологически представлены лессовидными пылеватыми буровато-серыми, серовато-желтыми карбонатными суглинками и супесями с подчиненными прослоями и линзами пылеватых песков. Верхняя часть покрова повсеместно содержит следы корней растений, ходы червей, растительные остатки, конкреционные новообразования гидроокислов железа и карбоната кальция. В сухом состоянии (в обрывах) толща слабосцементирована, разбита системой субвертикальных трещин на столбчатые отдельности.

Верхний плейстоцен–голоцен. Аллювиальные верхнечетвертичные-современные отложения поймы и I надпойменной террасы нерасчлененные (a III-IV) хорошо изучены в многочисленных береговых обнажениях и картировочных скважинах. В массе они сложены песками преимущественно мелко-среднезернистыми светло-серого, серого и желтовато-серого цвета, с хорошей сортировкой материала. Огрубление осадка происходит сверху вниз, вплоть до преобладания крупных фракций и грубообломочного материала в базальном слое, где очень часто отмечаются скопления (до 0,3 м) гравия, гальки, глинистых окатышей, обломков древесины. В кровельной части отмечаются линзы и прослой суглинков и супесей. Мощность осадков от 8 до 20 м.

Голоцен. Болотные (биогенные) современные отложения (b IV). Поверхностные торфяники пользуются широким распространением, залегая как на междуречьях, так и в долинах, включая современную пойму, отражая конечную стадию в развитии застойных водоемов – озер, разливов, стариц. Мощность торфа 3-3,5 м, до 6-8 м. На геологической карте в виду повсе-

местного распространения и малой мощности, не показываются.

Гидрогеологические условия.

Водоносный верхнечетвертичный-современный аллювиальный горизонт (Q_{III-IV}) приурочен к отложениям пойм и I надпойменных террас рек. Залегает первым от поверхности, находится в верхней части зоны свободного водообмена. Водовмещающие отложения представлены преимущественно песками мелкозернистыми реже – среднезернистыми, в кровле которых часто залегают супеси, суглинки, реже глины. Отложения характеризуются рыхлым сложением, высокой пористостью и сравнительно высокой водопроницаемостью.

Водоносный четвертичный полигенетический комплекс (nQ) приурочен к различным по генезису отложениям четвертичного возраста, за исключением пойм и первых надпойменных террас рек. Подземная вода, заключенная в разновозрастных четвертичных осадках, характеризуется близостью условий залегания, транзита и разгрузки, также доступностью атмосферного влияния, поэтому его можно рассматривать как единый водоносный комплекс. Мощность комплекса изменяется от 10 до 55 м.

Водоупорный локально-водоносный верхнеолигоценый-нижнемиоценовый комплекс (P_{3tr}+N_{1ab}) широко развит на всей территории района, за исключением участка на северо-западе района, где полностью размыт (контур распространения отложений туртаской свиты вынесен на рис. 1.). В глубоких врезках крупных рек имеет гидравлическую связь с поверхностными водами. Мощность комплекса изменяется от 25 до 60-110 м (рис. 2). Роль относительного водоупора выполняют существенно глинистые разности свиты. Однако мощность водоупорных покрышек в плане и разрезе непостоянна. На отдельных участках они литологически замещаются песчаными разностями, вследствие чего создаются условия, способствующие гидравлической связи комплекса, как с нижележащими подземными, так и с грунтовыми и поверхностными водами. Водовмещающие породы представлены мелко- и среднезернистыми глинистыми песками, в основании почти повсеместно отмечается песчаный пласт мощностью до 25 м. Преимущественно мелкозернистый состав пород обуславливает незначительную обводненность комплекса.

Водоносный атлым-новомихайловский комплекс (P_{3at+nm}) развит повсеместно, приурочен к сложно построенной толще пестрого литолого-фациального состава. Абсолютные отметки кровли комплекса изменяются от плюс 5 м на юго-западе до минус 90 м на северо-востоке. Глубина залегания кровли комплекса колеблется от 50-100 м до 140 м, мощность изменяется от 135 до 220 м в том же направлении (рис. 2).

Песчаный материал распределен неравномерно - прослой песков различной мощности (от 1-10 до 30-40 м) отмечаются по всему разрезу, наибольший интерес представляет песчаный пласт в подошве свиты, мощность его колеблется от 20 до 60 м. Мощность алеврито-глинистых толщ, разделяющих песчаные пласты, варьирует от 10 м до 80 м. Водовмещающими являются кварц-полевошпатовые и кварцевые пески,

нередко слюдястые, светло-серые, серые и коричневатые тонко- мелкозернистые.

Воды комплекса напорные, величина напора над кровлей изменяется от 45 м на юге до 140 м на севере. Водообильность высокая. Дебиты скважин изменяются от 1 до 15 л/с при понижениях от 0,7 до 60 м. Глубина залегания пьезометрического уровня от 1,5 до 35 м. Коэффициент водопроницаемости (k_m) варьирует от 92 до 370 м²/сут.

Водоупорный тавдинский горизонт (P_{2tv}) приурочен к морским глинам тавдинской свиты, имеет повсеместное распространение, являясь региональным водоупором. Водоупорные отложения представлены алевролитистыми или слабоалевритистыми глинами.

Геокриологические условия. Согласно схеме общего геокриологического районирования [6] район относится к Южной зоне, Урай-Новосибирской подзоне, характерной особенностью которой является наличие сезонно-мерзлых пород (СМП), отсутствие многолетнемерзлых пород (ММП), или потенциальной их возможности образования при антропогенном воздействии на среду.

Распространение современных криогенных процессов – пучение и морозобойное растрескивание пород обусловлено различными типами сезонного промерзания пород. Мощность СМП изменяется от 0,6 м на обводненных торфяных массивах до 3 м на аллювиальных террасах. Процессы пучения связаны с широким развитием глинистых отложений в верхней части разреза и значительным их увлажнением.

Литература:

1. Астапов А.П. «Геолого-литологическая карта современного среза по югу Тюменской области», м-б 1 500 000. – Тюмень, ЗапсибГеоНАЦ, 2004. ТФ ФБУ № 12405Ф.
2. Балабанов А.П., Филиппий Н.С. Отчет о результатах детальной разведки подземных вод для водоснабжения г. Тобольска с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию изученности на 01.01.1975 г. – Тюмень, ТКГРЭ, 1975.
3. Государственная геологическая карта РФ. Лист О-42, м-б 1:1 000 000. (Третье поколение) / Ред. Черепанов Ю.П., 2009. ТФ ФБУ № 872Ф.
4. Государственная геологическая карта СССР. Лист О-42-ХV, м-б 1:200 000. Астапов А.П., Власов А.И. Черепанов Ю.П. – М, Мин. ПР, 1976. ТФ ФБУ № 403кФ.
5. Государственная геологическая карта СССР. Листы О-42-V, VI, XI, XII, м-б 1 : 200 000 / Ред. Шацкий С.Б. – М.: Недра, 1989. ТФ ФБУ № 621кФ.
6. Государственная геологическая карта РФ. Лист О-42-III, м-б 1:200 000. Черепанов Ю.П., Власов А.И., Шацкий С.Б., Зылева Л.И. – М, Мин. ПР, 1999. ТФ ФБУ № 620кФ.
7. Кадастр буровых скважин на воду. Лист О-42-Б. ТФ ФБУ № 3570Ф.
8. Мусиенко В.А. Поисково-оценочные работы на питьевые подземные воды для обеспечения хозяйственного водоснабжения п. Новый Уват Уватского района. – Тюмень, Тюмень-Недра, 2008. ТФ ФБУ № 12800Ф.
9. Мусиенко В.А. Переоценка запасов ППВ атлым-новомихайловского водоносного горизонта на участках действующих водозаборов Демьянского ЛПУ МР КС-7 и жилого поселка на ст. Демьянка в Уватском районе. Протокол. – Тюмень, ТюменьНедра, 2009. ТФ ФБУ № 13006Ф.
10. Мусиенко В.А. Подсчет запасов подземных вод на участках действующих водозаборов в Уватском районе. – Тюмень, ГУПТО ТЦ «Геомониторинг», 2011. ТФ ФБУ № 13017Ф.
11. Мусиенко В.А. Переоценка запасов Соколовского МППВ. – Тюмень, ГУПТО ТЦ «Геомониторинг», 2011. ТФ ФБУ № 13094Ф.
12. Соколова А.В. и др. Создание гидрогеологической карты м-ба 1:1 000 000 листа О-42 (Тобольск). – Тюмень, Геотекс, 2008. ТФ ФБУ № 12452кФ

13. Черепанов Ю.П. и др. «Геологическое строение Нижнего Прииртышья». Групповая геологическая съемка м-ба 1:200 000. – Тюмень, ТКГРЭ, 1983. ТФ ФБУ № 7700Ф

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД АТЛЫМСКОГО ГОРИЗОНТА В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА (НА ПРИМЕРЕ ХУГОТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД)

А.Р. Курчиков¹, В.И. Козырев²

¹Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: arkurchikov@tmnsc.ru, kozyrev-v@mail.ru

Геологическое строение платформенного чехла западной части территории Западно-Сибирского мегабассейна подземных вод отличается от центральной части. В соответствии с этим меняются и условия залегания, формирования и характер режима подземных вод. Особенности геологического строения рассматриваемой территории является развитие структур складчатости нагнетания, что приводит к изменению залегания атлымского водоносного горизонта (ВГ) по площади его распространения и сокращению его мощности до 0 метров в крайне западной части. Мощность ВГ изменяется от 20 до 100 метров. В зонах приповерхностных дислокаций в правобережных обрывах реки Оби атлымский ВГ выходит на поверхность, обеспечивая тем самым себе питание и разгрузку. Некоторые стратиграфические подразделения, слагающие разрез центральной части Западно-Сибирского мегабассейна в западной выклиниваются, к ним относятся верхний олигоцен и неогеновая система.

Особенности эксплуатации подземных вод атлымского ВГ в западной части Западно-Сибирского мегабассейна рассмотрим на примере Хуготского месторождения пресных подземных вод (МППВ) в Октябрьском районе ХМАО-Югре.

В настоящее время питьевое водоснабжение г. Нягань организовано, главным образом, за счет эксплуатации централизованного Хуготского группового водозабора. Муниципальное образование городской округ г. Нягань (с численностью населения 57,1 тыс. человек) расположен в границах ХМАО – Югры (в западной его части) в пределах номенклатурного листа Р-41 (Ивдель).

Эксплуатационные участки (кустовые площадки) размещены в 20 км к юго-востоку от г. Нягань в границах Хуготского МППВ. Водозабор был построен по проекту, разработанному институтом «Уралводоканалпроект», и запущен в эксплуатацию в 1991 г. До 1999 г. была реализована лишь первая очередь проекта, водозабор состоял из 3-х узлов, включающих 24 эксплуатационные скважины. По данным обследования 2014 г. в настоящее время групповой водозабор состоит из 52 эксплуатационных скважин и 6 наблюда-

тельных. При этом в постоянной работе находятся 17-22 скважины, водоотбор которых не превышает 12500 м³/сут. Скважины расположены в пределах семи кустовых площадок (табл. 1), общей протяженностью 4 км. Площадь месторождения свободна от застройки, за исключением крайней западной части, где проходит трасса газопровода местного значения, пересекающая его с юго-востока на северо-запад в районе куста IV (скв. 141 ц), по которой в город подается попутный газ нефтяных месторождений, переработанный на Краснотеннинском ГПЗ.

Услуги по водоснабжению населения предоставляет специализированное предприятие ОАО «Няганские энергетические ресурсы», осуществляющее добычу воды на водозаборе на основании лицензий ХМН 02339 ВЭ от 25.12.2008 г. [1].

Для обеспечения населения качественной питьевой водой на водозаборе построены водоочистные сооружения. Проектная производительная мощность составляет 30 тыс.м³/сут.

Гидрогеологические условия Хуготского МППВ характеризуются сплошным развитием атлымского ВГ переменной мощности, приуроченного к отложениям атлымской свиты. Изменчивость мощности – основной и единственный фактор, усложняющий геолого-гидрогеологические условия Хуготского МППВ. Мощность горизонта варьирует в широких пределах от 0-20 до 100 м, что связано с развитием процессов глиняного диапиризма в подстилающих породах тавдинской свиты. Фильтры скважин установлены в интервалах глубин 40-102 метра (табл. 2). На водоразделах р. Хугот атлымский водоносный горизонт частично перекрыт шайтанскими глинами, которые занимают порядка 20 % площади развития продуктивного горизонта. В долине р. Хугот атлымский горизонт перекрыт аллювиальным, приуроченным в основном к отложениям I надпойменной террасы. В целом атлымский водоносный горизонт является безнапорным. Его уровенная поверхность повторяет рельеф местности. Статический уровень зафиксирован на глубинах от 3-4 м

(западная часть) до 6-12 м (восточная часть). Подстиляется водоносный горизонт толщей глин тавдинской свиты – регионального водоупора. Абсолютные отметки кровли горизонта варьируют от +110 до +50 м. Глубина залегания 1,5-90 м. Водовмещающие породы представлены песками кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми средне- и мелкозернистыми с маломощными и редкими прослоями глин. Питание водоносный горизонт получает исключительно за счет инфильтрации атмосферных осадков. Основная область разгрузки продуктивного горизонта – долина и русло р. Хугот.

Геологоразведочные работы, включавшие поисковые работы, предварительную и детальную разведку для изыскания источника хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Нягань были проведены в течение 1982-1987 гг.

На момент проведения поисково-оценочных работ централизованное водоснабжение в городе отсутствовало. Хозяйственно-питьевое водоснабжение населения обеспечивалось за счет индивидуальных колодцев и одиночных водозаборных скважин, суммарный водоотбор которых не превышал 1,5-2 тыс. м³/сут.

В 1985 году был введен в эксплуатацию временный Няганский (городской) водозабор с проектной производительностью 5 тыс. м³/сут, эксплуатационные скважины которого каптируют средне-четвертичный казымский водоносный горизонт.

Проектом предусматривалась его ликвидация после ввода в эксплуатацию разведанного Хуготского МППВ. В настоящее время Няганский (городской) водозабор эксплуатируется для целей технического водоснабжения города. Добыча подземных вод осуществляется в рамках установленного лимита водопотребления в объеме, не превышающем 5 тыс. м³/сут.

На первом этапе в период с 1982 по 1984 гг. были выполнены геологоразведочные работы, включающие стадии поисков. По результатам проведенных исследований рекомендованы два перспективных участка (месторождения) – Хуготский и Гундра-Юганский для постановки дальнейших разведочных работ.

Таблица 1

Характеристики Хуготского МППВ

№ куста	Проектные характеристики МППВ				Фактические характеристики МППВ (июнь 2014 г.)				
	Кол-во скважин	Дебит куста, тыс. м ³ /сут	Статический уровень, м	Расчетная глубина уровня, м	Кол-во скважин по лицензии (факт.)/в работе	Дебит куста, тыс.м ³ /сут	Статический (условный) уровень, м	Глубина уровня, м	Глубина установки асоса, м
1	4	10	3,0-5,0	31,0-37,0	12 (12)/3	1,174	7,4-8,0	9,9-10,5	45-54
2	1	2,5	5,0	36,0	7 (7)/7	1,707	-	9,0-49,9	63-74
3	1	2,5	5,0	48,0	8 (8)/1	0,526	7,5-9,2	19,0	48
4	2	5	4,0-6,0	53,0-55,0	10 (10)/-	2,501	11,1-16,4	19,8-23,5	44-72
5	1	2,5	8,0	49,0	4 (5)/3	0,819	30,0	31,63-46,6	72-81
6	1	2,5	10,0	51,0	7 (8)/6	3,191	5,2	24,2-36,7	44-72
7	3	7,5	9,0-12,0	52,0-55,0	7 (8)/6	2,1112	26,6	27,9-36,2	54-70
Всего	13	32,5			55 (58)/26	12,03			

Техническое состояние скважин

№ куста	№	№ скв. на водозаборе № скв. по паспорту	Глубина скв. по паспорту, м	Глубина скв. по данным ЗСФ ИНГГ СО РАН (от устья скважины), м	Интервал установки фильтра по паспорту скважины, м	Процент засыпки фильтра, %	Процент засыпки скважины, %
1	1	5/НГ-375	82	51	56-76	100	38
	2	6/НГ-370	86	65	55-75	50	24
	3	7/НГ-376	81	67	56-76	47	17
	4	8/НГ-351	96	49	64-84	100	49
	5	12/НГ-893	77	80	56-76	0	0
	6	14/НГ-894	77	64	56-76	60	17
	8	13БИС/НГ-13бис	100	55	57,3-65,2; 80,1-88,2	100	45
3	9	1/1	100	73	74-94	100	27
	10	2/2	100	53	72-92	100	47
	11	3/3	100	38	40-60	100	62
	12	4/6	(105)	90	(69-90,8)	4	14
	13	8/8	93	57	48-68	55	39
	14	б/н /6(2)	94	55	71-91	100	41
	15	6Н	70	64			9
4	16	2/НГ-656	100	62	74-86; 88-96	100	38
	17	5/НГ-659	100	61	70-76; 82-96	100	39
	18	/8	93	77	70-90	65	17
	19	4/НГ-657	100	70	70-94	100	30
	20						
	21	4БИС	106	70	61-71; 82-94	59	34
5	22	б/н / 5Н	97	97			0
6	23	б/н / 6Н	75	77			0
7	24	3/3	107	67	81-102	100	37
	25	б/н / 7Н	101	102			0

Всего на поисковой стадии было пройдено 147 скважин разного назначения (картировочных геологических – 99, поисковых гидрогеологических – 19, поисковых на эоценовый горизонт – 1, центральных опытных кустов – 1, наблюдательных – 27) глубиной от 5 до 325,6 м. Все картировочные скважины исследованы гамма- и электрокаратажем. Поисковые, наблюдательные и центральные скважины опытных кустов опробованы прокачками, пробными и опытными откачками.

В течение 1985-1987 гг. на указанных участках были выполнены геологоразведочные работы, соответствующие стадиям предварительной и детальной разведки. Следует отметить, что проведение работ сразу в две стадии было вызвано форсированной разработкой проекта водоснабжения г. Нягань (первая очередь), что потребовало выполнения объемов работ, достаточных для подготовки Хуготского месторождения к промышленному освоению уже с 1987 года.

Таким образом, полевые работы 1985-87 гг. включали:

– детальное изучение площади месторождения геофизическими методами (ВЭЗ);

– комплекс геофизических исследований в скважинах (ГИС);

– картировочное бурение, режимные исследования в долине р. Хугот;

– гидрологические работы по изучению стока р. Хугот;

– опытные кустовые откачки на Хуготском и Тундра-Юганском участках.

По совокупности всех проведенных работ достигнута степень разведанности месторождения была оценена экспертами ГКЗ как достаточная для его промышленной оценки на первоочередную заявленную потребность.

По сложности гидрогеологических условий, учитывая большую изменчивость мощности продуктивного горизонта, месторождение отнесено ко II группе сложности.

Запасы подземных вод Хуготского МППВ для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Нягань утверждены по состоянию на 01.02.88 г. на неограниченный срок эксплуатации в количестве 47,5 тыс. куб. м/сут (в том числе по категориям, тыс. куб. м/сут: А–7,5, В–15, С₁–10, С₂–15) (Протокол ГКЗ № 10364 от 24.02.1988 г.).

Подсчет запасов подземных вод Хуготского месторождения был выполнен методом моделирования для однослойной геофильтрационной модели, а их обеспеченность источниками формирования – балансовыми расчетами. Что не в полной мере соответствует реальным условиям месторождения. Это обстоятельство, а также использование при подсчете весьма ориентировочных параметров связи подземных и поверхностных вод снижает достоверность общей величины подсчитанных запасов ПВ. В моделировании была принята следующая расчетная схема: скважины располагались в виде узлов (7) протяженностью порядка 4 км, расположенных вдоль левого берега р. Хугот. В семи водозаборных узлах предполагалось пробурить 13 эксплуатационных скважин (табл. 1). Рекомендуемая нагрузка на каждую эксплуатационную скважину 2500 м³/сут, с учетом полученного максимального дебита из качественно оборудованной разведочной скважины. Конструкция всех эксплуатационных скважин типовая. Рекомендованные глубины эксплуатационных скважин 80-100 м, глубина установки фильтров от 28-32 до 41-49 м. Длина фильтра 20 м, диаметр – 273 мм, длина отстойника 5 м. Глубина загрузки насоса 50-70 м. Конструкция водоприемной части всех эксплуатационных скважин одинаковая: фильтр сетчатый с песчано-гравийной обсыпкой, сетка стальная квадратного плетения с ячейкой 0,25*0,25 мм.

Результаты моделирования работы водозабора с расчетной производительностью 32,5 тыс. м³/сут (наиболее достоверная часть из подсчитанных запасов 47,5 тыс. м³/сут) показали, что максимальные понижения на конец эксплуатации (через 25 лет) не должны превысить 25 м при допустимых понижениях в целом по водозабору 33-53 м [2].

Предварительные результаты выполненного гидрогеологического исследования эксплуатационных участков Хуготского МППВ сотрудниками ЗСФ ИНГГ СО РАН в июне 2014 г. позволили установить следующее:

1. Техническое состояние скважин эксплуатационных участков не позволяет достичь проектной нагрузки 2500 м³/сут. Фактический дебит скважин изменяется от 100 до 700 м³/сут (табл. 1). Из 25 скважин, в которых были выполнены промеры их глубин, в 11 – интервал фильтра полностью засыпан (табл. 2).

2. Эксплуатационная схема водозаборов не соответствует проектной, как по количеству скважин, так и по их расположению.

3. Бурение дополнительных скважин (сверх проекта) на эксплуатационных участках месторождения выполнено без учета гидродинамических особенностей рассматриваемого водного объекта.

4. Существующим парком скважин эксплуатационных участков, возможно, получить не более 25% прироста водоотбора к современному.

В заключение следует отметить:

1. Для получения проектной величины запасов подземных вод в количестве 32,5 тыс.м³/сут необходимо выполнить дополнительные геологоразведочные работы, с последующим строительством скважин по современной технологии с учетом гидродинамических особенностей рассматриваемого объекта.

2. В случае увеличения проектной величины запасов (с учетом перспективы роста населения г. Нягань) необходимо провести геологическое доизучение в долине р. Хугот для выявления перспективной площади под строительство нового водозабора, где по аналогии с Хуготским МППВ прогнозируется возможность разведки запасов в количестве первых десятков тысяч м³ в сутки.

Литература:

1. Отчет о гидрогеологических исследованиях с целью оценки современного состояния и перспективного использования подземных вод питьевого водоснабжения Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. (2 этап). – ЗСФ ИНГГ СО РАН, Тюмень, 2014.
2. Протокол ГКЗ № 10364 от 24.02.1988 г. Водоснабжение г. Нягань Тюменской области.

МАКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД КОЛТОГОРСКО-ТОЛЬКИНСКОЙ ШОВНОЙ ЗОНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович

Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Тюмень, Россия

Вопросы генезиса химического состава подземных вод мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири, несмотря на длительный период их исследования, во многом остаются открытыми и требующими дальнейшего анализа. Одним из таких вопросов является влияние тектонических процессов, которые с различной степенью интенсивностью и мощностью сопровождают историю бассейна на протяжении всего периода его развития. Однако неоднозначность их влияния на содержание водорастворенных компонентов определяет то, что геодинамические факторы, даже очень крупные по своим масштабам, определяющие особенности современного строения осадочного чехла и кристаллического фундамента, далеко не всегда явно и повсеместно проявляются в особенностях химического состава подземных вод.

Характерным примером является воздействие Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, которое связывают с региональными различиями гидрогеологического режима недр по разные стороны его границ [1, 2, 4, 5, 7 и др.]. Вместе с тем, как показали недавние исследования на более крупномасштабном уровне – для юрско-меловых отложений Колтогорского и Толькинского мегапрогибов и прилегающих районов воздействие такого мощного тектонического фактора не находит прямого отражения в современных гидрогеохимических условиях [3, 6]. Этими исследованиями выявлено, что в различиях средних значений показателей содержания водорастворенных компонентов и общей минерализации подземных вод (с осреднением в пределах отдельных тектонических структур первого порядка) нет явно выраженных закономерностей.

Для выявления причин формирования современных гидрогеохимических условий, очевидно, необходимо привлекать более детальные методы исследова-

ний и рассматривать более широкий спектр воздействующих на водоносные системы геологических процессов. В первую очередь представляется необходимым построение и анализ карт, характеризующих закономерности изменения химического состава подземных вод глубоких горизонтов на рассматриваемой территории.

Для выполнения такого анализа в данной работе в качестве объекта исследований рассматривается центральная часть Западно-Сибирского бассейна, включающая районы, сопредельные Колтогорско - Толькинской шовной зоны в границах обширной прямоугольной области, протягивающейся почти на 700 км с юга на север, более чем на 400 км с запада на восток. На юго-западе эта область включает в себя весь Каймысовский свод, а на северо-востоке практически весь (за исключением небольшой северной части) Ларьеганский мегапрогиб. Область полностью включает в себя также хорошо изученные в геологическом и гидрогеологическом отношении территории Нижневартовского свода и Александровского мегавала.

При построении карт, наряду с использованием данных гидрогеохимического опробования в пределах рассматриваемой области, в качестве дополнительной информации, учтены обобщающие результаты картирования химического состава подземных вод водоносных комплексов всего Западно-Сибирского бассейна [7]. Это, с одной стороны, позволило достаточно детально отслеживать пространственные закономерности гидрогеохимических условий в области исследований, а с другой, выполнять их надежное согласование с закономерностями регионального уровня.

Результаты картирования общей минерализации подземных вод и содержания в них основных макрокомпонентов (ионов кальция и гидрокарбоната) приведены на рис. 1–3. На представленных картах отражает-

ся сложная структура гидрогеохимического режима осадочных отложений рассматриваемой области Западно-Сибирского бассейна, с отсутствием явных общих черт в закономерностях изменения общей солености вод и содержания отдельных компонентов, таких как общность зон повышенных (пониженных) значений или сходство в направленности изменения картируемых показателей.

Область максимальной минерализации (более 20 г/л) вод апт-альб-сеноманского комплекса имеет относительно небольшие размеры и приурочена к средней части Нижневартовского свода (рис. 1а). Более регионально выдержана зона с минерализацией свыше 15 г/л, которая протягивается вдоль западного борта Тагринского мегавала и северной части Колтогорского мегапрогиба и затем дополняется широким выступом в направлении Среднеvasюганского и далее Пудинского мегавалов. Зона с минерализацией от 10 до 15 г/л протягивается относительно узкой полосой вдоль Толькинского мегапрогиба и сопредельных структурных элементов. И затем в северной части Колтогорского мегапрогиба резко расширяется в восточном и юго-восточном направлениях. Воды с пониженной (10 г/л) минерализацией располагаются восточнее Толькинского мегапрогиба.

Большая часть вод неокомских отложений рассматриваемой в данной работе части бассейна имеет минерализацию более 15 г/л, а зоны с соленостью менее 10 г/л фрагментарны и расположены в узкой полосе на северо-востоке. Воды с минерализацией больше 20 г/л занимает обширную территорию и имеет сложную форму, но с достаточно явной выдержанностью в субмеридиональном направлении от Среднеvasюганского мегавала на юге до Вэнгапурского мегавала на севере (рис. 1б).

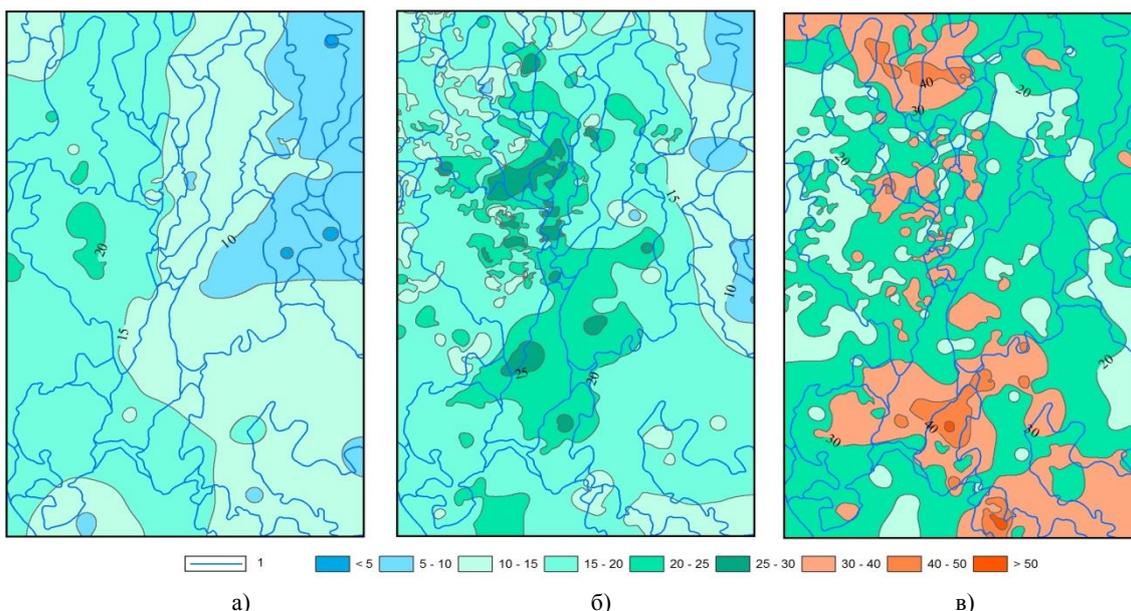


Рис. 1. Минерализация подземных вод, г/л¹ (а - апт-сеноманских, б - неокомских, в - юрских отложений, 1 – границы структур первого порядка).

¹ Далее на рис. 3-4 буквенными индексами также обозначены карты для апт-альб-сеноманских (а), неокомских (б) и юрских (в) отложений; цифрами – границы структур первого порядка (1).

В пределах юрского водоносного комплекса выделяются две достаточно выдержанные по простираю области повышенных (более 30 г/л) значений минерализации (рис. 1в). Одна расположена в северной части рассматриваемой территории и включает в себя часть Ноябрьского выступа, практически полностью Вэнгапурский мегавал и северную окраину Тагринского мегавала. Вторая крупная зона охватывает северо-восточную часть Каймысовского свода, южную половину Колтогорского мегапрогиба, прослеживается вдоль южных границ Александровского мегавала и протягивается в юго-восточном направлении, захватывая Пудинский и Парабельский мегавалы.

Повышенные более 30 г/л значения минерализации наблюдаются и на отдельных локальных участках между отмеченными выше зонами. Эти участки расположены к западу от Толькинского и северной части Колтогорского мегапрогибов, вдоль восточных границ Нижневартовского свода, на части Варьеганского и Тагринского мегавалов. В западном направлении от этих районов соленость подземных вод резко уменьшается и значения минерализации менее 20 г/л в западной части Нижневартовского и восточной части Сургутского сводов становятся преобладающими.

Карты содержания в подземных водах ионов кальция и гидрокарбоната – основной пары макрокомпонентов гидрохимического состава после ионов натрия и хлора, представлены на рис. 2 и 3. Содержание кальция приведено с шагом изолиний 250 мг/л в водах апт-альб-сеноманского комплекса и 500 мг/л в неокомском и юрском комплексах, а содержание гидрокарбоната с шагами 125 мг/л и 250 мг/л, соответственно.

Максимальное содержание кальция в водах апт-альб-сеноманского комплекса (более 750 мг/л) отмечается в зоне, захватывающей южную часть Колтогорского мегапрогиба, большую часть Средневазюганского мегавала и далее протягивающейся в направлении

Пудинского мегавала и северной части Парабельского мегавала. Воды с содержанием кальция более 500 мг/л преобладают в юго-восточной части рассматриваемой территории. Обширные языки внедрения вод с повышенным более 500 мг/л содержанием кальция отмечаются на Нижневартовском своде, а также в зоне от Суторминской мегаседловины и южной части Етыпурского мегавала до юго-западной части Бахиловского мегавала.

В неокомском комплексе область повышенного (более 1500 мг/л) содержания кальция протягивается широкой полосой, включающей Нюрольскую мегавпадину, Колтогорский мегапрогиб и значительные территории сопредельных положительных структурных элементов. С небольшим разрывом в зоне южной части Толькинского мегапрогиба эта область прослеживается и далее на север. В северо-западном направлении от этой области содержание кальция в подземных водах имеет тенденцию к резкому снижению до 500 мг/л и менее в северо-восточной части Сургутского свода.

В содержании кальция в подземных водах юрского комплекса наблюдается значительная пространственная неоднородность. Определенной региональной выдержанностью характеризуются область с пониженным (менее 500 мг/л) значением этого параметра, которая прослеживается от восточной части Юганской мегавпадины до Северо-Вартовской мегатеррасы.

Повышенные (более 125 мг/л) содержания гидрокарбоната в подземных водах апт-альб-сеноманского комплекса, помимо отдельных фрагментарных участков, прослеживаются в северо-восточной части рассматриваемой территории. В неокомских отложениях области с высокими (более 750 мг/л) сосредоточены в северо-восточной части Сургутского свода и центральной части Юганской мегавпадины. Большая часть вод неокомского комплекса содержит гидрокарбонат в количестве от 250 до 500 мг/л.

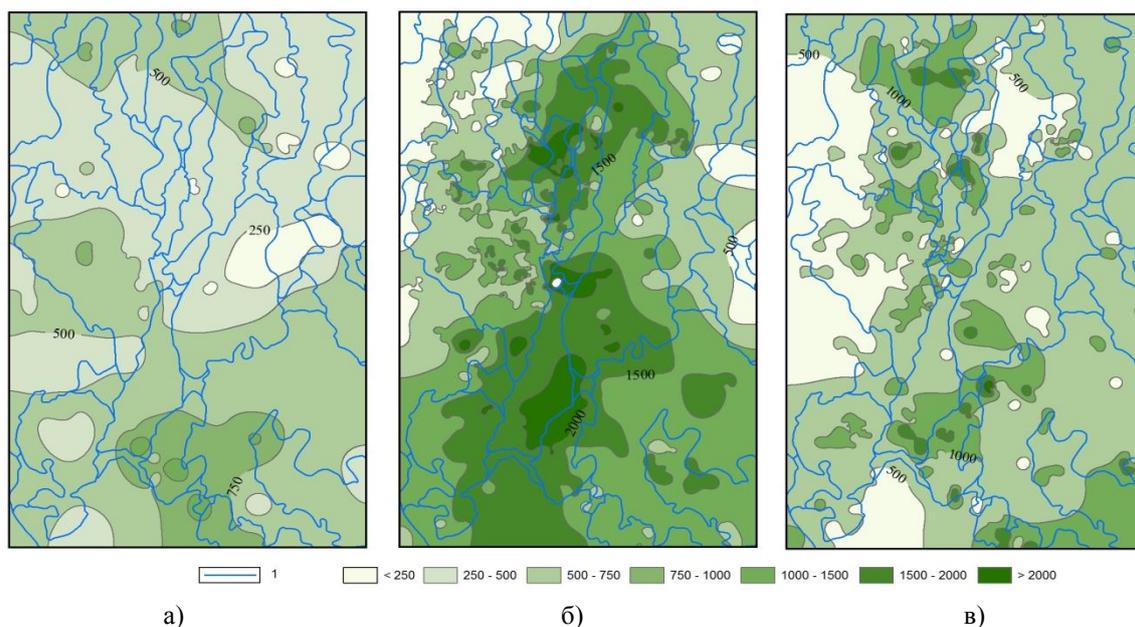


Рис. 2. Содержание кальция в подземных водах, мг/л.

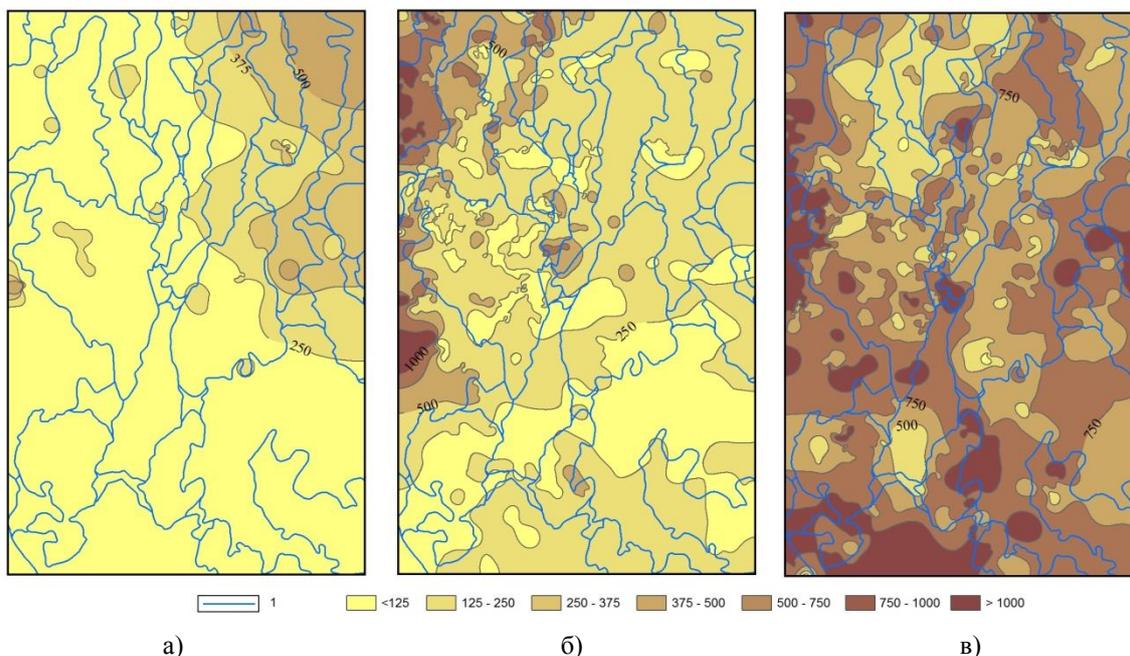


Рис. 3. Содержание гидрокарбоната в подземных водах, мг/л.

Подземные воды юрского комплекса в целом более обогащены гидрокарбонатом, но явных трендовых пространственных закономерностей в изменении этого показателя не наблюдается.

Представленные результаты свидетельствуют о том, что в содержании основных параметров ионно-солевого и микрокомпонентного состава подземных вод рассматриваемой области отсутствуют ярко выраженные общие пространственные закономерности. В частности, между различными водоносными комплексами не прослеживается общность в расположении зон с повышенными (пониженными) значениями, как по содержанию отдельных компонентов, так и по общей минерализации подземных вод. Нет согласованности в изменении компонентного состава подземных вод в пределах отдельных водоносных комплексов – карты по каждому из показателей существенно отличаются. При этом характерны существенные различия не только в деталях субрегионального уровня, но и в трендовых закономерностях изменения гидрогеохимических параметров.

При анализе карт гидрогеохимических параметров обращает на себя внимание отсутствие явной взаимосвязи макрокомпонентного состава водорастворенного комплекса с расположением границ Колтогорско-Толькинской шовной зоны, являющейся результатом мощных процессов рифтогенеза.

В сеноманских отложениях фактически только для минерализации подземных вод наблюдается пространственная согласованность изолиний с границами бортов Толькинского мегапрогиба и лишь частично, северной части Колтогорского мегапрогиба. Но прослеживаемые области с содержанием кальция больше и меньше 500 мг/л в этих водах фактически рассекают шовную зону пополам. А в отношении гидрокарбоната практически вся шовная зона характеризуется содержанием менее 125 мг/л и, по этому показателю, идентична большей части рассматриваемой территории.

В минерализации подземных вод неокомских отложений к западу от Толькинского мегапрогиба прослеживается тенденция к росту, а по отношению к Колтогорскому мегапрогибу отмечается противоположная направленность увеличения минерализации в восточном направлении. Аналогичные закономерности наблюдаются также и по содержанию кальция. По содержанию гидрокарбоната воды неокомского комплекса Колтогорско-Толькинской зоны большей частью близки к средним (от 250 до 500 мг/л) значениям этого показателя по всей рассматриваемой территории и лишь южная часть Колтогорского мегапрогиба входит в зону пониженного менее 250 мг/л содержания гидрокарбоната.

В юрском водоносном комплексе наблюдается меньшая (по сравнению с водами вышележащих комплексов) пространственная выдержанность зон с близкими значениями содержания отдельных параметров и более широкие пределы вариации самих гидрогеохимических показателей. Это усиливает характерную картину отсутствия явных признаков проявления Колтогорско-Толькинской шовной зоны в химическом составе подземных вод.

Таким образом, анализ карт, характеризующих закономерности изменения химического состава подземных вод на рассматриваемой территории свидетельствует о том, что палеотектонические условия, несмотря на их важную роль в определении основных особенностей строения Западно-Сибирского бассейна, в целом не контролирует современное состояние гидрогеохимического режима глубоких горизонтов в пределах рассмотренной центральной части Западно-Сибирского бассейна.

Литература:

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

2. Конторович А.Э, Зимин Ю.Г. Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГТимС, вып. 78. – Новосибирск, 1968. – С. 83–95.
3. Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В. Химический состав подземных вод Колтогорско-Толькинской зоны и сопредельных тектонических элементов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 1-5. – С. 25–33.
4. Матусевич В.М, Бакуев О.В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
5. Матусевич В.М, Рьльков А.В, Ушатинский И.Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазосности Западно-Сибирского мегабассейна. – ТюмГНГУ, Тюмень, 2005. – 225 с.
6. Плавник А.Г., Ицкович М.В. Анализ гидрогеохимических условий Колтогорско-Толькинской зоны и прилегающих районов // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Том 12, № 1 (62). – С. 17–20.
7. Ставицкий Б.П, Курчиков А.Р, Конторович А.Э, Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – № 45 (7). – С. 826–832.

СОДЕРЖАНИЕ ЙОДА, БРОМА И БОРА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ РАЙОНОВ, ПРИЛЕГАЮЩИХ К КОЛТОГОРСКО-ТОЛЬКИНСКОЙ ШОВНОЙ ЗОНЕ

А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович

Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Тюмень, Россия

Изучение пространственных закономерностей гидрогеохимических условий глубоких горизонтов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна в значительной степени затруднено отсутствием надежных модельных представлений об их взаимосвязи с множеством геологических процессов, в которые вовлечены в той или иной форме подземные воды. Например, несмотря на большое внимание, которое уделяется

оценке воздействия тектонических факторов на динамику подземных вод и состав их водорастворенного комплекса [1, 2, 4, 5, 7 и др.] остается множество открытых вопросов их взаимного соотношения.

Вместе с тем, как показали недавние исследования, воздействие тектонического фактора не находит прямого отражения в пространственных закономерностях изменения химического состава подземных вод мезозойско-кайнозойских отложений районов, сопредельных Колтогорско-Толькинской шовной зоне. Об этом свидетельствует сопоставительный статистический анализ гидрогеохимических условий в пределах тектонических структур первого порядка [3, 6] и картирование минерализации и содержания основных макрокомпонентов.

В частности, согласно проведенным исследованиям в сеноманских отложениях фактически только для минерализации подземных вод наблюдается пространственная согласованность изолиний с границами бортов Толькинского мегапрогиба и лишь частично, северной части Колтогорского мегапрогиба. В минерализации подземных вод неокомских отложений к западу от Толькинского мегапрогиба прослеживается тенденция к росту, а по отношению к Колтогорскому мегапрогибу отмечается противоположная направленность увеличения минерализации в восточном направлении. В юрском водоносном комплексе наблюдается меньшая (по сравнению с водами вышележащих комплексов) пространственная выдержанность зон с близкими значениями содержания отдельных параметров и более широкие пределы вариации самих гидрогеохимических показателей. Это усиливает характерную картину отсутствия явных признаков проявления Колтогорско-Толькинской шовной зоны в химическом составе подземных вод.

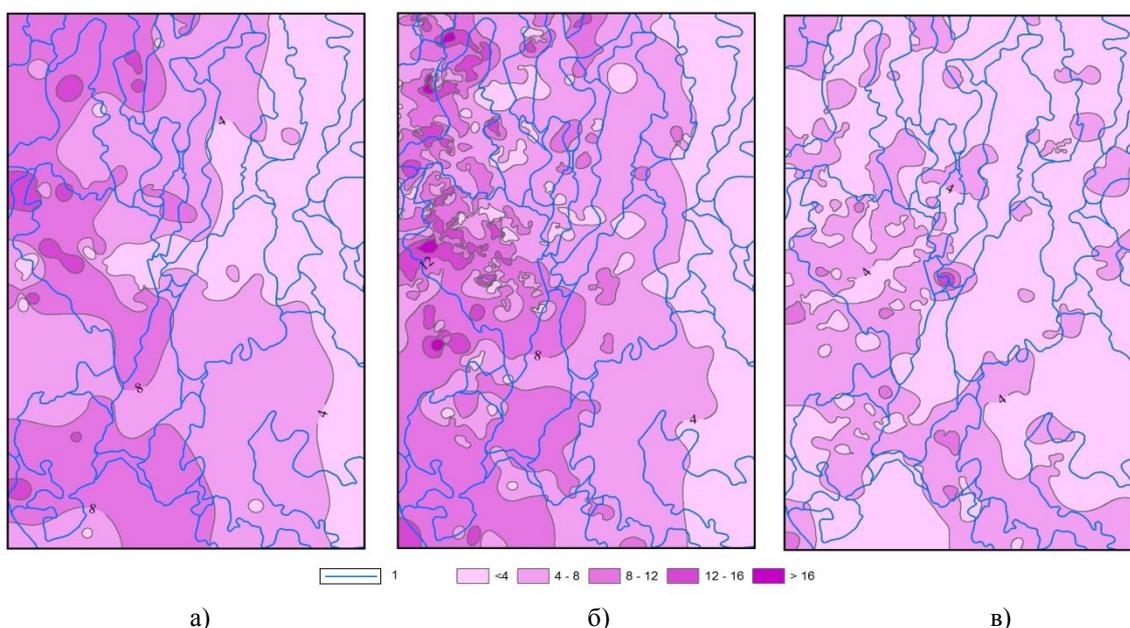


Рис. 2. Содержание йода в подземных водах, мг/л¹ (а - апт-сеноманских, б - неокомских, в - юрских отложений, 1 – границы структур первого порядка).

¹ Далее на рис. 2-3 буквенными индексами также обозначены карты для апт-альб-сеноманских (а), неокомских (б) и юрских (в) отложений; цифрами - границы структур первого порядка (1).

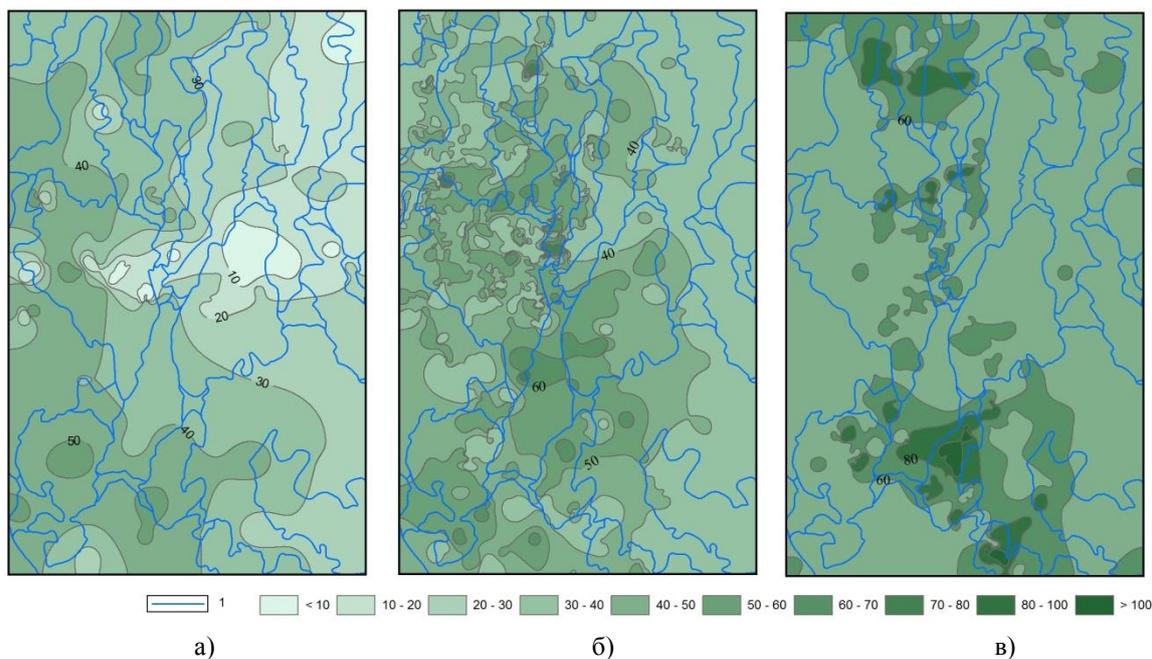


Рис. 2. Содержание брома в подземных водах, мг/л.

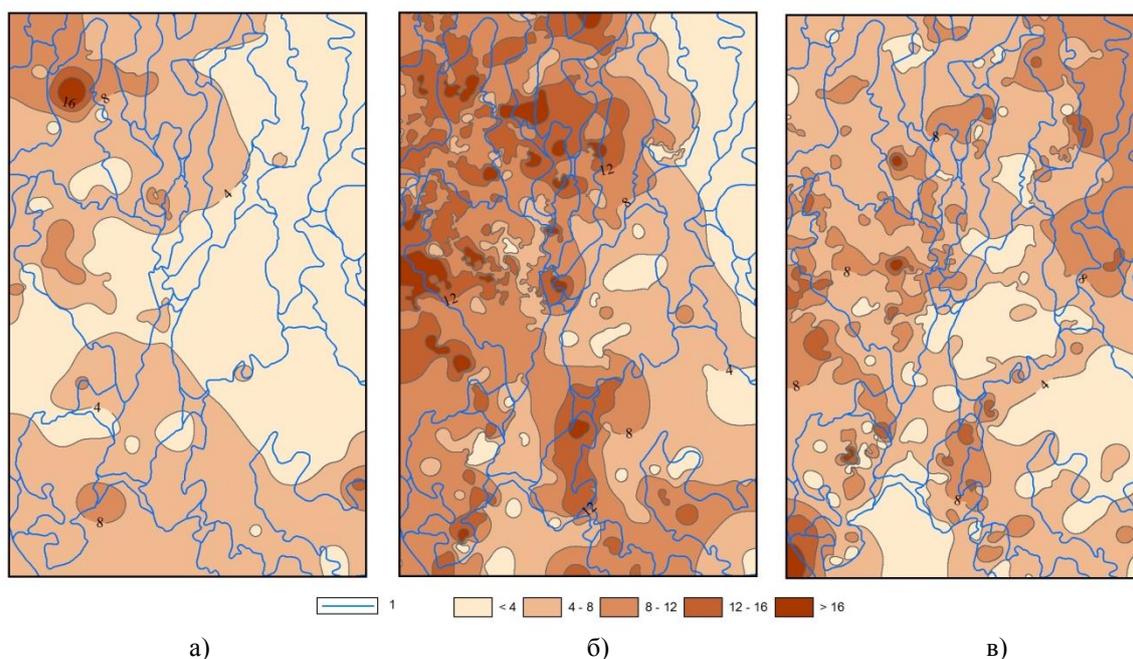


Рис. 3. Содержание бора в подземных водах, мг/л.

В продолжение выполненных исследований в данной работе рассматриваются закономерности изменения содержания основных элементов микрокомпонентного состава подземных вод – йода, брома и бора.

Содержание этих параметров в подземных водах значительно, на несколько порядков меньше по сравнению с концентрацией основных компонентов ионно-солевого состава – ионов натрия, хлора, кальция и гидрокарбоната. Это обусловлено не только существенными различиями их физических и химических свойств как отдельных элементов, но и существенно различающимися процессами их генезиса и насыщения ими подземных вод осадочных отложений. В целом, этим определяется целесообразность специализиро-

ванного анализа пространственных закономерностей содержания рассматриваемых в данной работе микрокомпонентов.

Карты основных элементов микрокомпонентного состава подземных вод – йода, брома и бора приведены на рис. 1–3. По всем комплексам шаг изолиний для йода и бора один – 4 мг/л, по бромю – 10 мг/л для аптальб-сеноманского и неокомского комплексов, и 20 мг/л для юрского комплекса.

В содержании йода в подземных водах прослеживаются определенные трендовые составляющие – уменьшение в восточном направлении (рис. 1). Однако для каждого из водоносных комплексов имеются характерные особенности. В юрском комплексе концен-

трации этого компонента в целом невысокие, лишь на отдельных локальных участках получены пробы с содержанием более 8 мг/л. Относительно выдержанные зоны с содержанием йода в подземных водах более 4 мг/л прослеживаются от Пудинского мегавала и распространяются на значительную часть Каймысовского и Нижневартовского сводов и Юганской мегавпадины. На остальной территории преобладают воды с концентрацией йода менее 4 мг/л.

В неокомском комплексе граница вод с пониженным менее 4 мг/л содержанием йода выдержанно прослеживается в субмеридиональном направлении вдоль восточных бортов Бахиловского и Александровского мегавалов. Воды с повышенным более 8 мг/л содержанием йода приурочены к южной части Каймысовского свода, Колтогорского мегапрогиба, широко распространены на Среднеvasюганском мегавале, в Нюрольской и Юганской мегавпадинах, на значительной части Нижневартовского свода и прослеживаются далее на Сургутском своде и в северной части Северо-Вартовской мегатеррасы.

В распространении вод с повышенным содержанием йода (более 8 мг/л) в апт-альб-сеноманском водоносном и неокомском комплексах отмечаются схожие закономерности. Но в водах апт-альб-сеноманских отложений области с высокими значениями параметра разделены полосой протягивающейся от восточной части Юганской мегавпадины к северному борту Среднеvasюганского мегавала и расширяющейся в восточном направлении практически на всю юго-восточную четверть рассматриваемой территории. На северо-востоке расположена область с содержанием йода менее 4 мг/л.

Некоторые общие черты прослеживаются в содержании йода и брома в подземных водах. Особенно это характерно для апт-альб-сеноманского комплекса. Обширная область повышенной (более 40 мг/л) концентрации брома распространена на востоке рассматриваемой территории (рис. 2а). Зона с содержанием этого компонента менее 20 мг/л охватывает часть Бахиловского мегавала на северо-востоке и через северную половину Александровского мегавала вклинивается в центральную часть Нижневартовского свода.

В водах неокомских отложений преобладает повышенное (более 40 мг/л) содержание брома (рис. 2б). На востоке рассматриваемой в данной работе области протягивается относительно узкая полоса с концентрацией менее 40 мг/л, которая несколько расширяется на северо-востоке и распадается на отдельные участки на Северо-Вартовской мегатеррасе и на севере Сургутского свода.

Содержание брома в подземных водах юрского комплекса в основном не превышает 60 мг/л (рис. 2в). Области с повышенными концентрациями этого показателя (80 мг/л и более) прослеживаются от Пудинского мегавала в сторону Александровского мегавала. Связная зоны с высоким содержанием брома охватывает северную часть Северо-Вартовской мегатеррасы, юга Вэнгапурского и севера Тагринского мегавалов.

В пространственных закономерностях содержания бора для вод различных водоносных комплексов наряду с существенными различиями наблюдаются и опре-

деленные схожие черты (рис. 3). В апт-альб-сеноманском комплексе выделяются две зоны с повышенной более 4 мг/л концентрацией. Одна охватывает Парабельский, Пудинский, Среднеvasюганский мегавалы, Колтогорский мегапрогиб, Каймысовский свод, восточную часть Юганской мегавпадины и небольшую часть на юге Нижневартовского свода. Вторая прослеживается от западной части Нижневартовского свода и севера Сургутского свода до центральной части Толькинского мегапрогиба на востоке. Между этими зонами в центральных частях Юганской мегавпадины, Нижневартовского свода расположена область вод с пониженным менее 4 мг/л содержанием бора, которая переходит практически на весь Александровский мегавал и далее расширяется в направлении Бахиловского, Верхнекаралькинского, Пылькарминского мегавалов и Северной части Усть-Тымской мегавпадины.

Содержание бора в водах неокомского комплекса на значительной территории превышает 8 мг/л. В отличие от апт-альб-сеноманских вод здесь нет явно выраженной разделяющей зоны с пониженным содержанием бора. Широко распространены зоны с концентрациями бора более 12 мг/л. Эти зоны в основном сконцентрированы в северо-западной части (от Нижневартовского и Сургутского свода до центральной части Толькинского мегапрогиба), но прослеживаются также и на Каймысовском своде, Среднеvasюганском, Пудинском, Парабельском мегавалах.

В юрском водоносном комплексе подземные воды в целом характеризуются меньшими по сравнению с неокомским комплексом концентрациями бора. Преобладают воды с содержанием более 4 мг/л. В западной и южной части рассматриваемой в данной работе территории в расположении зон повышенных более 8 мг/л прослеживаются схожие черты с расположением зон с высокими концентрациями вод неокомского комплекса. Но в отличие от неокомского комплекса к северо-востоку от Александровского мегавала содержание бора в водах юрских отложений увеличивается, и достигает 8 и более мг/л.

Представленные результаты свидетельствуют о том, что в содержании микрокомпонентом, также как и в содержании основных параметров ионно-солевого состава подземных вод рассматриваемой области отсутствуют ярко выраженные общие пространственные закономерности. Как видно из приведенных результатов картирования содержания отдельных элементов в подземных водах, в целом не контролируются не только границами распространения Колтогорского и Толькинского мегапрогибов, но и другими как отрицательными, так и положительными структурными элементами. Выделяемые по гидрогеохимическим параметрам зоны последовательно охватывают целиком или частично и те и другие. А сами структуры рассекаются на отдельные районы с существенно различающимися минерализацией или концентрациями водорастворенных компонентов. В частности, на Нижневартовском своде в апт-альб-сеноманском комплексе наблюдается вклинивание обширной зоны вод с пониженными содержаниями микрокомпонентов (йода, брома и бора).

Наблюдаемые существенные отличия в пространственных закономерностях изменения отдельных ком-

понентов водорастворенного комплекса подземных вод, очевидно, являются отражением сложных процессов, определивших формирование современного состояния гидрогеохимических условий глубоких горизонтов. При этом результирующий состав подземных вод обусловлен воздействием множества факторов, во многом индивидуальных для каждого из рассмотренных компонентов.

Литература:

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Конторович А.Э., Зимин Ю.Г. Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 78. – Новосибирск, 1968. – С. 83–95.
3. Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Ицкович М.В. Химический состав подземных вод Колтогорско-Толькинской зоны и сопредельных тектонических элементов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 1-5. – С. 25–33.
4. Матусевич В.М., Бакуев О.В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
5. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазонасности Западно-Сибирского мегабассейна. – ТюмГНГУ, Тюмень, 2005. – 225 с.
6. Плавник А.Г., Ицкович М.В. Анализ гидрогеохимических условий Колтогорско-Толькинской зоны и прилегающих районов // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Том 12, № 1 (62). – С. 17–20.
7. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – № 45 (7). – С. 826–832.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОЗИЦИИ КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.М. Матусевич¹, И.Г. Сабанина²

¹Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа при Тюменском ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: ir-gen@inbox.ru

В настоящее время основные нефтяные месторождения (около 90% всех разрабатываемых месторождений РФ) находятся на поздней стадии разработки, а структура остаточных запасов нефти за счет опережающей выработки активных запасов ухудшается. Эти факторы объективно способствуют падению объемов добычи нефти, растет обводненность добываемой продукции. В данных условиях основным резервом нефтедобычи являются трудноизвлекаемые запасы. Вполне очевидно, что в перспективе количество остаточных нефтей в заводненных пластах будет постоянно возрастать. Такие пласты при применении традиционных методов заводнения вырабатываются низкими темпами, с невысокой (обычно не выше 20–30%) конечной нефтеотдачей.

Разработка нефтяных месторождений, находящихся на конечной стадии, по существу является проблемой гидрогеологической [1].

Природные нефтегазонасные резервуары представляют собой поровые многофазные системы. Поэтому очевидно, что на распределение в их емкостном пространстве воды, нефти и газа, а также на извлечение этих флюидов из недр существенное влияние оказывают различные капиллярные эффекты [2].

Большой вклад в изучении капиллярных давлений внесли многие российские и зарубежные исследователи (Рудаков Г.В., Кряквин А.Б., Аббасов М.Т. и др). В Западной Сибири эти вопросы, освещены в работах Ю.Я. Большакова, И.В. Павловой, В.М. Матусевича, Т.В. Семеновской и др.

Методы поддержания пластового давления путем заводнения нефтяных пластов были предложены в конце 40-х годов XX века для разработки крупных месторождений в Волго-Уральском нефтегазонасном бассейне (НГБ), где они были применены для эксплуатации залежей нефти в девонских песчаниках. Несмотря на определенные издержки, этот метод здесь оказался эффективным и позволил довести нефтеотдачу до достаточно высокого уровня (до 50 % и более).

Породы-коллекторы многих месторождений Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами, поэтому метод заводнения здесь должен был применяться избирательно. Однако этого не произошло, и в результате оказалось, что системы ППД не повысили нефтеотдачу, а наоборот, привели к обводнению многих залежей за счет неравномерного стягивания контура нефтеносности в процессе эксплуатации месторождений. При этом в недрах остается от 70 до 90 % нефти в виде нетронутых «целиков» [3].

Вода, нагнетаемая в кварцевый нефтенасыщенный песчаник, смачивая поверхность его порового пространства при однонаправленном действии гидродинамических и капиллярных сил вытесняет нефть как из крупных так и из мелких пор, а также частично освобождает даже ту нефть, которая удерживается в поре силами адгезии. Многочисленными исследователями установлено, что капиллярные силы, их вариации и направленность действия в реальных поровых водонасыщенных средах при нахождении в них углеводородов, зависят как от свойств контактирующих жидкостей и газов, так от свойств вмещающих пород, пластовых температур и давлений. К свойствам пород, регулирующим действие капиллярных сил, относятся смачивающие способности поверхности емкостного пространства, значения удельных поверхностей, размеры и форма пор или трещин, минеральный состав, структура, проницаемость, пористость породы и др. Вопрос о смачиваемости пористых сред при насыщенности их жидкостью и газом или двумя несмешивающимися жидкостями, является одним из важных вопросов, касающихся миграции углеводородов в высоко-, и в низко проницаемых породах.

Согласно уравнению Юнга-Лапласа величина капиллярного давления (P_k), возникающего в поровой среде на границе двух несмешивающихся фаз, пропорциональна произведению межфазного натяжения (γ) на кривизну межфазной поверхности ($\frac{1}{r}$):

$$P_k \approx \pm \gamma \frac{1}{r}$$

Если порода гидрофильна, то капиллярное давление положительное. В гидрофобной породе оно отрицательное. Существенное влияние характер смачиваемости оказывает на электрические свойства поровой среды, так как смачиваемость коллектора контролирует распределение в нем пластовой воды и углеводородов, обладающих резко различной электропроводностью. Согласно свойству жидкостей принимать положение и форму, при которых их капиллярная энергия достигает минимального значения, в гидрофильной породе нефти энергетически выгоднее занимать относительно крупные поры, а воде мелкие. Обратное самопроизвольное распределение воды и нефти происходит в гидрофобной породе-коллекторе. В результате вода, нагнетаемая в гидрофобный коллектор, отторгается поверхностными силами твердой фазы и фильтруется под воздействием гидравлических сил только через наиболее крупные поровые каналы и трещины, увлекая за собой случайные объемы нефти. При этом она разрушает монолитность залежи, прорываясь через фронт вытеснения «кинжальным» образом [4].

В Западной Сибири методы заводнения применяются без необходимой корректировки. В отличие от девонских пород – коллекторов Волго-Уральского НГБ продуктивные песчаники мезозойского возраста Западной Сибири являются полимиктовыми. Основным компонент в их составе – полевые шпаты. Степень их гидрофильности существенно ниже, чем у кварца. Относительно низкая степень гидрофильности коллектора в сочетании с повышенными значениями удельной поверхности способствуют адсорбции полярных компонентов нефти на поверхности твердой фазы. Это приводит к гидрофобизации пород-коллекторов и снижению проницаемости вследствие сокращения размеров поровых каналов из-за образования адсорбционного слоя.

По данным Г.В. Рудакова [5] породы коллекторы ряда нефтяных залежей Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами. Во многих случаях эта гидрофобность является вторичной. Для условий Западной Сибири при составлении проектов разработки месторождений необходимы исследования смачивающих свойств продуктивных пород каждой залежи. При этом метод заводнения может быть рекомендован только для залежей, приуроченных к гидрофильным коллекторам.

Примером неэффективности заводнения является история разработки нефтяной залежи в юрских отложениях Талинского месторождения, на котором основной продуктивный горизонт – пласт ЮК₁₀ шеркалинской свиты. Он представлен песчано-гравийными породами с резко изменчивыми свойствами и составом. В подошвенной части горизонта развиты породы с очень крупными порами и даже кавернами, диаметр которых достигает нескольких миллиметров. Диапазон изменения отметок ВНК по территории залежи достигает нескольких десятков метров. В скв. 4, 144 и др. с отметок, превышающих достоверно установленный в соседних скважинах ВНК получены притоки пластовой воды. Значительная доля исследованных образцов пород пласта ЮК₁₀ показали гидрофобные свойства, а также смешанную смачиваемость. Разработка место-

рождения производилась и производится внутриконтурным заводнением. По данным А.Б. Кряквина и др. (1987) на первом этапе разработки нефть с водой поступала только из 18,7% скважин, затем это число возросло до 33,9%. В отдельных скважинах период получения безводной нефти был исключительно короток, что свидетельствует о «кинжальном» прорыве воды через наиболее крупные поровые каналы и трещины [4].

Н.А. Еременко (1978) выделяет четыре типа распределения остаточной нефти, неизвлеченной из недр, вследствие противодействия ее вытеснению капиллярными силами.

1. Рассеянная нефть, находящаяся в виде отдельных капель в породах или в виде пленки, обволакивающей зерна породы. Эта нефть прочно удерживается поверхностно-молекулярными силами.

2. Целики капиллярно-удерживаемой нефти, образующиеся вследствие неоднородности пласта на стыках разнородных фаций и на границах зон различной проницаемости.

3. Целики нефти участках пласта, где процесс нефтеизвлечения происходит значительно медленнее, чем в основной массе коллектора (нефть в малопроницаемых прослоях или блоках порово-трещинных коллекторов).

4. Целики нефти, остающиеся при неравномерном продвижении фронта вытеснения в гидрофильных неоднородных коллекторах с полной гидравлической связью зон разной проницаемости. Неравномерность продвижения прежде всего возникает из-за перепадов капиллярных давлений на стыках разнородных фаций. При этом оставшаяся в гидрофильном коллекторе нефть находится в относительно крупнопоровых фациях, а языки обводнения формируются на участках относительно мелкопоровых разностей. Эти целики могут иметь размеры до нескольких десятков метров и содержать значительные объемы нефти [6].

Вследствие изменчивости во времени межфазного натяжения возникает капиллярный барьер. Межфазное натяжение на контакте воды и нефти является весьма чувствительной функцией температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая тем самым повышение капиллярного давления. Следствием снижения пластовой температуры и связанного с этим повышения капиллярных давлений на ВНК может явиться ситуация, предотвращающая проникновение нефти через водонасыщенные породы, которые в прежних геотермических условиях характеризовались удовлетворительной для углеводородов проницаемостью. При этом происходящие после снижения пластовых температур неотектонические деформации нефтегазоносных пластов уже не могут вызвать перетоки нефти согласно принципу сообщающихся сосудов, поскольку залежи углеводородов стабилизированы на участках первоначального нефтегазоаккумуляции, т.е. на участках, которые они занимали до снижения пластовых температур. Очевидно, что в основном за счет возросших межфазных натяжений будут лишены способности к перетокам нефти и газа залежи, находящиеся в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами [2].

По данным И.И. Нестерова, А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого, снижение пластовых температур за период от палеогенового до четвертичного времени, на севере Западной Сибири составило до 50°C. В Широтном Приобье в юрских и неокомских отложениях этих же исследователей пластовые температуры понизились на 30-35 °С [7].

В результате залежи нефти и газа были стабилизированы на участках первоначального нефтегазонакопления, и происходящие в дальнейшем неотектонические деформации не могли вызвать перетоков углеводородов согласно принципу сообщающихся сосудов [2].

Синхронно охлаждению нефтегазоносные области Западной Сибири испытали активные неотектонические преобразования. В этот период происходила деформация или полное расформирование отдельных локальных поднятий и возникновение новых. По данным И.П. Варламова (1983) размах неотектонических движений на севере Западной Сибири достигал нескольких сотен метров. В Широтном Приобье он измеряется от десятков до сотни метров.

Исключительно сложный характер заполнения антиклинальных ловушек в нефтегазоносных резервуарах, подвергнутых снижению пластовых температур и активной неотектонике, известен на многих месторождениях севера Западной Сибири и Широтного Приобья.

Известно, что главные закономерности и особенности распределения температур в нефтегазоносных резервуарах определяют плотность теплового потока, и ее изменение во времени. Большое влияние на температурный режим нефтегазоносных толщ оказывают вариации климата, определяемые изменчивостью интенсивности солнечной радиации. Ослабление плотности теплового потока в сочетании с похолоданием климата в неотектонический этап геологического развития обусловили заметное охлаждение осадочных пород в пределах многих нефтегазоносных областей и, особенно, в северных районах Западной Сибири [2].

Согласно данным А.Р. Курчикова [8], за период от палеогенового до четвертичного времени пластовая температура в кровле тюменской свиты в районах Широтного Приобья понизилась на 30°C и более. Это привело к повышению капиллярных давлений на ВНК и стабилизации залежи нефти. Последнему также способствовала низкая проницаемость пород-коллекторов.

Изыскание мероприятий по предотвращению потерь капиллярно удержанной подвижной нефти, остающейся в виде целиков в крупнопоровых разностях гидрофильных коллекторов за фронтом вытеснения – задача весьма актуальная. Она может быть решена путем исследования капиллярных давлений в продуктивном пласте по данным разведочных скважин. Полученные результаты могут быть использованы при составлении проекта разработки месторождения.

В группу залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами следует также отнести залежи, приуроченные

к гидрофобным коллекторам и к коллекторам со смешанной смачиваемостью.

По формуле Большакова Ю.Я. величина капиллярного давления смещения следующая:

$$P_{\kappa}^{см} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{1,53}$$

где $P_{\kappa}^{см}$ – капиллярное давление смещения (кПа), K – коэффициент проницаемости (мД).

На рисунке 1 представлена карта распределения капиллярных давлений начала вытеснения, возникающих на границах воды и нефти в поровом пространстве пласта БС₁₀ месторождения, расположенного в пределах Широтного Приобья. Значения капиллярных давлений изменяются от 3,79 (скв.7352) до 65,27 (скв.3000) кПа. Участки, на которых возможно формирование «языков обводнения» вокруг крупнопоровых разностей пород коллекторов, охарактеризованы минимальными значениями капиллярных давлений. Для предотвращения потерь нефти в заблокированных водой целиках на участках пониженных капиллярных давлений следует производить внутриконтурное заводнение. Это позволит создать необходимые градиенты давлений для вытеснения нефти через капиллярные барьеры на стыках разнопоровых фаций [2].

На давно разрабатываемых методом заводнения месторождениях с преимущественно гидрофобными коллекторами, несколько восполнить потери нефти возможно путем перевода добывающих скважин, расположенных на участках минимальных капиллярных давлений, в нагнетательные.

Таким образом, при формировании проектов разработки новых месторождений с применением систем ППД возникает необходимость изучения капиллярных явлений в продуктивных пластах-коллекторах и учета их гидрофильности и гидрофобности.

Литература:

1. Матусевич В.М. Сабанина И.Г. // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 5 (часть 6). – С. 1242–1247.
2. Большаков Ю.Я., Большакова Е.Ю. Решение задач нефтегазо-промышленной геологии на основе капиллярных моделей залежей. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 140 с.
3. Матусевич В.М. Проблемы нефтегазопромышленной гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) // Матер. Международной научно-технической конф. «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень, 2003. – С. 20–21.
4. Большаков Ю.Я., Матусевич В.М., Семенова Т.В. Эффективность систем ППД с позиции капиллярных явлений нефтегазовой гидрогеологии // Матер. Всероссийской конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна» – Тюмень, 2001. – Ч. 3. – С. 84–86.
5. Рудаков Г.В. Вопросы физико-химии нефти и коллекторов // Труды Гипротюменьнефтегаз. – Тюмень, 1971. – Выпуск 25. – 141 с.
6. Еременко Н.А. и др. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перфорирования. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 59 с.
7. Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Соотношения современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1982. – № 2. – С. 112–120.
8. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М. Недра, 1987. – 134 с.

МАГНИТНОЕ ПОЛЕ ГАЗОПРОВОДА КАК МОДЕЛЬ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО КРУГОВОГО ЦИЛИНДРА

А.В. Радченко¹, В.Ф. Новиков²,
В.Ю. Васильев³, М.С. Мимеев¹

¹ЗСФ ИНГГ СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский ГНГУ, г. Тюмень, Россия;

³ООО НПФ Радан, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: radan92@list.ru

Любое намагниченное тело можно представить в виде сочетания положительной +m и отрицательной – m “магнитных масс” в соответствии с рис. 1. Форма и интенсивность магнитных аномалий зависят в первую очередь от расстояния между полярными магнитными массами и их положения относительно поверхности Земли.

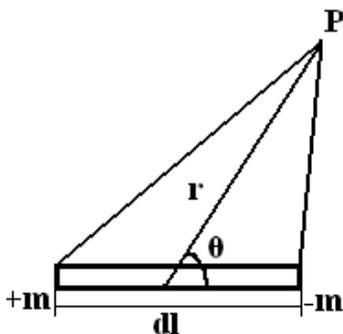


Рис. 1. Схема расчета потенциала магнитного диполя.

Потенциал магнитного диполя в некоторой точке земной поверхности определяется из выражения:

$$U = \frac{M}{R^2} \cos \theta, \quad (1)$$

Для одиночного диполя, заключенного в элементарном объеме dW , выражение dU (1) с учетом того, что $M = J \cdot dW$, можно представить как:

$$dU = \frac{J \cdot \cos \theta}{r^2} dW, \quad (2)$$

Но поскольку намагниченное тело состоит из множества элементарных объемов, создающих некоторое поле U , то, чтобы найти потенциал реального тела объемом W , необходимо проинтегрировать величину dW по всему объему W

$$U = \iiint_W \frac{J \cdot \cos \theta}{r^2} dW, \quad (3)$$

Полученное выражение лежит в основе решения всех задач магниторазведки. Подставляя в формулу (1) конкретные значения W для тел различной формы, и затем, беря производную от потенциала по вертикальной и горизонтальной составляющей, можно получить выражение для магнитного потенциала U данного тела и его компонент ΔZ , ΔH .

Для удобства восприятий о том, как выглядит магнитное поле газопровода, сваренного из отдельных одиннадцатиметровых труб в единую нитку, надо

предположить, что длина магнитного диполя газопровода равна длине самой нитки. И этот магнитный диполь – един, и не состоит из суммы диполей каждой одиннадцатиметровой трубы. Тогда газопровод можно представить как цилиндр бесконечной длины. А магнитное поле кругового цилиндра бесконечной длины, лежащего горизонтально, равно полю двух нитей полюсов, расположенных на бесконечно близком расстоянии одна от другой вдоль центральной линии цилиндра.

Следуя рассуждениям А.А. Логачева и В.П. Захарова [1], получим для вертикальной Z и горизонтальной H составляющих вектора напряженности магнитного поля в сечении, перпендикулярном цилиндру. Поле цилиндра эквивалентно полю бесконечного числа горизонтальных магнитных диполей, центры которых расположены на оси цилиндра. Тогда магнитный потенциал U в точке P земной поверхности (ось X) от элемента цилиндра будет равен:

$$dU = \frac{dm \cdot \cos \theta}{r^2} = \frac{J \cdot h \cdot dS \cdot dy}{r^3} \quad (4)$$

$$\text{где } r = \sqrt{x^2 + y^2 + h^2}, \quad \cos \theta = \frac{h}{r}$$

Для нахождения потенциала U по всей длине бесконечного цилиндра нужно выражение (2) проинтегрировать в бесконечных пределах:

$$U = J \cdot h \iint_S dS \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dy}{\sqrt{(x^2 + y^2 + h^2)^2}}, \quad (5)$$

Поскольку двойной интеграл определяет площадь поверхности сечения цилиндра $\iint_S dS = S$, тогда второй интеграл будет равен:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dy}{\sqrt{(x^2 + y^2 + h^2)^2}} = \frac{2}{x^2 + h^2}, \quad (6)$$

то для потенциала цилиндра имеем

$$U = T = \frac{2 \cdot J \cdot S \cdot H}{x^2 + h^2}, \quad (7)$$

Дифференцируя полученное выражение по h и x , найдем вертикальную и горизонтальную составляющие ΔZ и ΔH магнитного поля цилиндра при вертикальной намагниченности

$$\Delta Z = -\frac{\partial V}{\partial h} = 2 \cdot J \cdot S \cdot \frac{h^2 - x^2}{(h^2 + x^2)^2};$$

$$\Delta H = -\frac{\partial V}{\partial x} = \frac{4 \cdot j \cdot S \cdot x}{(h^2 + x^2)^2}, \quad (8)$$

В вышеприведенных формулах: Z – вертикальная составляющая напряженности магнитного поля; H – горизонтальная составляющая; T – полная напряженность магнитного поля; h – расстояние от земной поверхности до оси трубопровода; x – расстояние по горизонтали от оси трубопровода в соответствии с рис. 2.

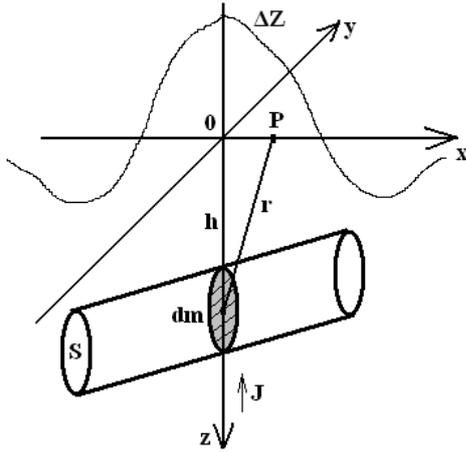


Рис. 2. К расчёту магнитного поля цилиндра.

Непосредственно над трубопроводом Z и T – максимальны и равны друг другу, а H – переходит через нуль.

Для косоугольного намагничивания, что чаще всего и имеет место,

$$Z = 2M \frac{(h^2 - x^2) \cos \vartheta - 2hx \sin \vartheta}{(h^2 + x^2)^2}, \quad (9)$$

$$H = -2M \frac{(h^2 - x^2) \sin \vartheta - 2hx \cos \vartheta}{(h^2 + x^2)^2}, \quad (10)$$

В формулах 7 – 8 $M = \pi R^2 J$ – магнитный момент кругового цилиндра как бы единичной длины, вырезанный из данного бесконечно длинного цилиндра и перпендикулярен его простиранию; где ϑ – угол намагничивания; h – расстояние до оси цилиндра. В формулах опущен постоянный множитель и учтен размагничивающий фактор [2, 3].

Для случая вертикального намагничивания $\vartheta = 0$ и формулы принимают простой вид (8).

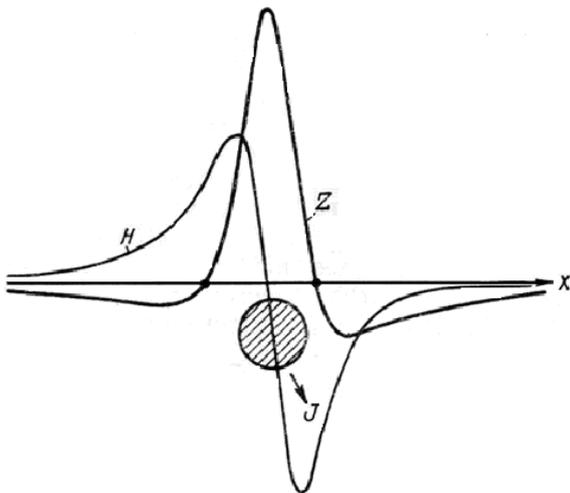


Рис. 3. Кривые Z и H над горизонтальным круговым цилиндром при косоугольном намагничивании.

Непосредственно над трубопроводом Z и T , так же как и при вертикальном намагничивании, – максимальны и равны друг другу, а H – переходит через нуль. Отметим, что при косоугольном намагничивании аномалии несимметричны.

$$Z = \frac{2M}{h^2}, \quad (11)$$

$$H = 0; \quad (12)$$

$$T = \frac{2M}{h^2}, \quad (13)$$

На самом деле при магнитометрии трубопроводов измеряется векторная сумма индуцированного поля трубопровода (или других полей) и магнитное поле Земли. В северных широтах поле Земли направлено под углом к горизонту, поэтому график суммарного поля должен быть несимметричным. Далее, как правило, магнитное поле Земли вычитается из результатов измерений [4].

Реальный трубопровод состоит из сваренных труб длиной каждая около 11 м. Как показано ниже, магнитное поле такого трубопровода нельзя рассматривать как магнитное поле бесконечного цилиндра. Поэтому представляет интерес решение прямой задачи для цилиндра конечной длины. До настоящего времени аналитическое выражение для такого магнитного поля не получено [5]. Однако с некоторым приближением цилиндр конечной длины можно рассматривать как эллипсоид вращения.

Исследуя аналитическое выражение магнитного поля эллипсоидов вращения И.М. Бахурин установил, что магнитное поле со-фокусных эллипсоидов вращения пропорционально их магнитным моментам. Поэтому он предположил, что магнитные поля эллиптических цилиндров можно представлять в виде диаграммы, пользуясь которой можно вычислить напряженность поля (Z и H) над любым эллиптическим цилиндром. За единицу длины принято $q/2$ – половина фокусного расстояния q (диаметра), в этих единицах даны координаты точек в вертикальной плоскости, проходящей через центр эллипсоида.

На рисунке 4. изображен разрез эллипсоида вращения с соотношением сторон $c:a = 10$, намагниченность его предполагается вертикальной, магнитная восприимчивость $\chi = 1$ СГС, намагничивающее поле $T = 0,5$ Э, коэффициент размагничивания $N = 10,8$; линии равных значений Z и H даны в миллизрстедах.

Чтобы вычертить кривую Z (или H), нужно выбрать уровень, соответствующий глубине залегания центра сечения в единицах q , и по изолиниям снять соответствующие значения. Чтобы найти напряженность поля над эллипсоидом с другим соотношением осей и другой намагниченностью, нужно найти отношение магнитных моментов $M_1:M$, где M_1 – момент заданного эллипсоида, а M – изображенного на рисунке. Снятые с рисунка значения нужно умножить на это соотношение.

Магнитные поля цилиндров И. М. Бахурин также представил в виде диаграмм, пользуясь которыми можно вычислить напряженность поля над любым эллиптическим цилиндром.

На рисунках 4 и 5 изображены кривые Z и H над эллиптическим цилиндром с соотношением осей $s:a=10$ (соответствует длине трубы 11 м при диаметре 1200 мм) при $T=0,5$ Э, $\chi=1$ СГС (что существенно меньше магнитной восприимчивости трубной стали) при вертикальным и косом намагничивании. За единицу длины принята половина фокусного расстояния. Коэффициент размагничивания принят равным $4\pi/11$, где 11 – есть длина трубы газопровода в метрах. Тогда, после математических действий получим, что коэффициент размагничивания будет равен: $4\pi \cdot 14/11=1,1418$

Вектор J не совпадает с вектором намагничивающего поля – он отклоняется в сторону большей оси сечения. Для вычисления напряженности поля при других условиях кроме соотношения магнитных моментов нужно находить угол расхождения между векторами T и J и снимать значения Z и H в новой системе координат, повернутой относительно первоначальной на угол, равной разности между старым и новым направлениями J при неизменном направлении T .

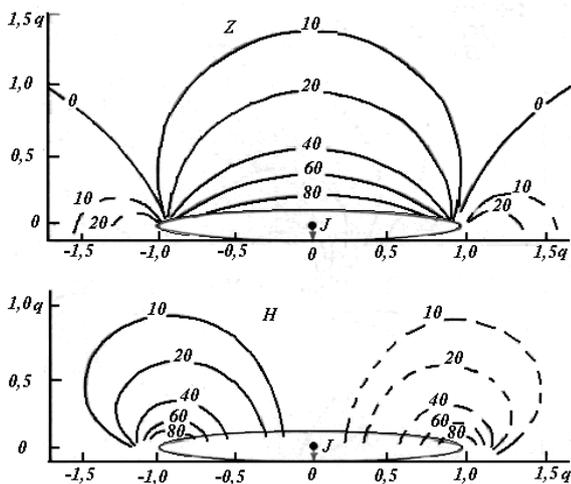


Рис. 4. Магнитное поле Z и H над эллипсоидом вращения при вертикальном намагничивании.

Особенностью вертикальной составляющей магнитного поля Z при косом намагничивании является резкая асимметрия магнитного поля. Переход через нулевые значения справа смещен почти на половину фокусного расстояния от края эллипсоида, тогда как слева он проецируется на его край. Поле H – более симметрично.

Аномалии магнитного поля даже одной трубы имеют сложную форму. А трубопровод – это и сочленение труб с различной намагниченностью, часто разного направления, и аномалии дефектов стали, и аномалии напряженного состояния металла, и многое другое. Мы не нашли достаточно точного решения задачи для трубопровода, как для полого цилиндра, однако из общих соображений можно предположить, что вектор остаточной намагниченности, полученной при изготовлении трубы на заводе, направлен по обра-

зующей трубы, а индуцированной, то есть рабочей – под некоторым углом к ней.

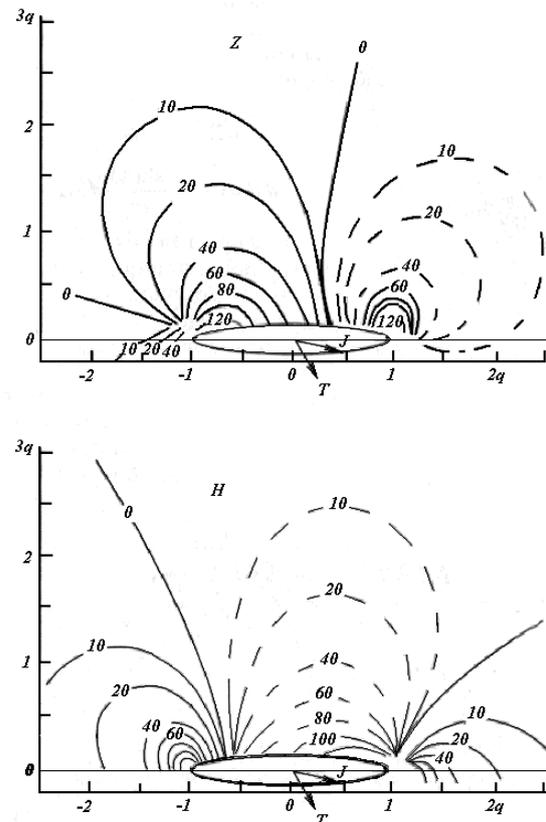


Рис. 5. Магнитное поле Z и H над горизонтальным эллиптическим цилиндром при косом намагничивании (штрих – положительные значения).

Поэтому, теоретически определить аномалию над совокупностью труб с различным намагничиванием тем более сложно. По нашему мнению для этих целей необходимо использовать математические методы расчета магнитных полей эллипсоидов вращения при вертикальном и косом намагничивании, в виде диаграмм Бахурина И.М., с поправками на фокусное расстояние, например, как для точек по линии пикетов конечно-элементного анализа.

Литература:

1. Логачев А.А., Захаров В.П. Магниторазведка. Изд.4 доп., Л., «Недра», 1973. – 352 с.
2. Патент № 2446385. Регистрация ГР и РФ 21.06.2012 г. Способ измерения магнитным методом участков коррозии и деформаций металла трубопровода. Патентообладатели: Новиков В.Ф., Радченко А.В., Евко В.П.
3. Горошевский В.П., Камаева С.С., Колесников. Бесконтактный магнитометрический метод обследования подземных трубопроводов // Реконструкция, ремонт и строительство трубопроводных систем: материалы конференции. – Москва, 2002. – С. 223–228.
4. Тиказуми С. Магнитные характеристики и практическое применение. Пер. с японского. – М.: «Мир», 1987. – 42 с.
5. Радченко А.В., Новиков В.Ф., Муратов К.Р. и др. Мониторинг напряжений (деформаций) протяженной металлоконструкции в динамически напряженной зоне. Журнал. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ // Издательство. ТГНГУ. – 2010. – Том 2. – С. 11-18.

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

И.С. Симарова, М.В. Лескин,
М.А. Гурьева, Е.В. Ваганов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

В последние годы все больший удельный вес составляет добыча нефти из нефтегазовых месторождений. Основные сложности эксплуатации нефтегазовых залежей определяются условиями совместного залегания в пласте нефти и газа, отсутствием надежных глинистых разделов на уровне газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта [1-3, 18, 20]. Это обуславливает такие осложнения как прорыв газа из газовой шапки в скважины, эксплуатирующие нефтяной пласт, либо внедрение нефти в газонасыщенную часть пласта, что приводит к нежелательному увеличению газового фактора [4- 6, 17, 21].

Сравнение на начальном этапе показателей эксплуатации нефтегазовых залежей Лянтторского месторождения горизонтальными скважинами показывает, что при реализации технологической схемы фактические показатели по добыче нефти ниже проектных. На протяжении всего периода отмечается отставание ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин от их проектного числа [7-9, 16, 22]. Фактический дебит нефти первоначально превышал проектный, в последние 3 года он стал ниже проектного. Дебит нефти по ГС составил около 25,2 т/сут. что на 6,7 т/сут, или на 21% ниже проектного. Газонефтяной фактор газа газовой шапки в последние 2 года несколько снизился, но в 2,4 раза превышает проектное значение, что осложняет работу скважинного оборудования и снижает коэффициент использования скважин [10, 11, 19, 23].

Средний дебит нефти добывающих скважин составил 23 т/сут, в том числе по вертикальным скважинам (ВС) – 11,7 т/сут, по горизонтальным скважинам – 27,7 т/сут, жидкости – 75,4 т/сут, в том числе по ВС – 28,2 т/сут по горизонтальными скважинам – 95 т/сут, газонефтяной фактор по прорывному газу - 980 м³/тонн, газожидкостный – 299 м³/т.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС показывает, что практически одинаковая добыча нефти за 1,5 года работы ГС и 4,2 года работы ВС. Из ГС отобрано воды в 2,8 раза меньше, чем из ВС. Добыча прорывного газа из газовой шапки на начальной стадии эксплуатации по ГС была равна 982 м³/т, 862 м³ на тонну нефти.) Средние дебиты нефти за период эксплуатации по ГС составили 29,8 м³/сут, по ВС – 11,8 т/сут, жидкости соответственно 103 и 94 т/сут (по ГС в 1,1 раза больше) [13, 14, 15, 24].

Для сравнения показателей эксплуатации ГС и ВС в разных геологических условиях из ВС были выбраны только добывающие скважины. Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что практически во всех геологических условиях характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по ВС – выше дебит нефти, меньше добыча воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть, контактная с газом, где по ГС в

начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше чем по ВС [12, 23].

Таким образом, анализ основных геолого-физических параметров участков ГС и ВС показывает, что на начальной стадии разработки характеристики вытеснения с применением ГС более благоприятны. Раньше началась стабилизация обводнённости. Так на участке с ВС обводнённость стабилизировалась на уровне 85% то на участке с ГС – на уровне 70%) т.е. одинаковой степени прокачки (отношение – доля нефти в добываемой жидкости при накопленной добыче жидкости в одинаковом КИН в 2 раза больше. При одинаковых условиях степени прокачки выше текущий КИН, ниже накопленные водонефтяной и газонефтяной факторы.

Литература:

1. Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И. и др. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
2. Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – 99 с.
3. Иноземцева А.А., Инякин В.В., Краснов И.И. и др. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – 2015. – С. 90-94.
4. Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – С. 187-190.
5. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
6. Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. Тюмень. ТюмГНГУ. – 2015. – Том 2. – С. 226-230.
7. Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47-48.
8. Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И. и др. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RUS 2249100 06.05.2002.
9. Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // Геология, география и глобальная энергия. – 2006. – № 4. – С. 120-122.
10. Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
11. Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207- 210.
12. Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
13. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
14. Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Извест. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
15. Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.

16. Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложностроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
17. Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1 – С. 27-31.
18. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
19. Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дисс. к.т.н –Тюмень, 1991. – 24 с.
20. Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение компонентоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
21. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
22. Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
23. Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины //Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.
24. Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.
25. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RUS 2061854.

СВЯЗЬ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЙ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Р.И. Тимшанов¹, Е.А. Устименко¹, Е.А. Фурсенко²

¹ЗСФ ИНГГ СО РАН, г. Тюмень, Россия

²ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Россия

E-mail авторов: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Результатом применения геохимических съемок в комплексе нефтегазопоисковых работ является, как правило, карта участков с аномальным содержанием углеводородов, используемых в качестве показателей нефтегазоносности. Повышение концентраций УВ в приповерхностных средах связывается с наличием залежи. Обоснованием такого подхода является объективно существующий процесс субвертикальной миграции, в результате которого нефтяные углеводороды достигают дневной поверхности и в той или иной степени аккумулируются в приповерхностных отложениях. Критика геохимической съемки указывает на неоднозначность интерпретации геохимических распределений. В немалой степени это обусловлено влиянием углеводородов, не связанных залежью, и трансформацией углеводородного потока в процессе миграции сквозь неоднородную матрицу геологического разреза. Проблема отчасти решается комплексированием геохимических данных с материалами сейсморазведочных работ, однако достаточно много информации об

источнике геохимических аномалий и характере миграции УВ зашифровано в относительном составе определяемых УВ.

В результате многолетних геохимических исследований в Уватском районе Тюменской области сотрудниками ЗСФ ИНГГ СО РАН была показана однозначная связь содержаний моноароматических УВ в подпочвенных грунтах с продуктивностью юрских отложений. На основе соотношения концентраций бензола и толуола [3] предложен геохимический критерий условий миграции УВ (Б/Т*), используемый при прогнозе нефтеносности. Цель данной работы – обосновать связь распределений углеводородов в приповерхностных отложениях с залежами нефти, а также оценить степень изменения относительного состава нефтяных УВ в процессе миграции из залежи к дневной поверхности.

В работе использованы результаты геохимической съемки на Тас-Юряхском месторождении (Восточная Сибирь) и Песцовом месторождении (Западная Сибирь). Пробы были отобраны в ходе работ, проводимых научным коллективом ЗСФ ИНГГ СО РАН под руководством А.Ю. Белоносова. Отбор проб на Тас-Юряхском месторождении осуществлялся с глубины не менее 1 м по неравномерной сети вдоль сейсмических профилей 2D и зимников. На Песцовом месторождении пробы отбирались по сети профилей 3D.

Анализ содержания УВ бензиновой фракции проводился на газовом хроматографе Кристалл 5000.2, оснащенный 100 метровой колонкой CR-1 PONA с внутренним диаметром 0,25 мм и фазой 0,5 мкм. После прохождения колонки углеводороды регистрировались одновременно на пламенно-ионизационном (ПИД) и фото-ионизационном (ФИД) детекторах. Идентификация хроматографических пиков проводилась по опорным пикам смеси известных углеводородов с помощью программы «Хроматэк Gasoline». Определение высоты хроматографических пиков и содержания УВ осуществлялись с помощью ПИД. Селективность ФИД к непредельным УВ использовалась для повышения достоверности идентификации пиков. Всего в процессе исследований было проанализировано 1100 проб.

В процессе исследований было проведено сравнение среднего группового состава бензиновой фракции нефти из скважин Тас-Юряхского [4] и Песцового [5] месторождений со средним групповым составом углеводородов C₂-C₁₀, зафиксированных в пробах приповерхностных отложений (рис. 1, 2). Сходство между рассматриваемыми рядами на каждом из месторождений указывает на связь наземных геохимических распределений с залежами УВ. Таким образом, наглядно показано, что геохимическое поле в пределах месторождений, фиксируемое наземной съемкой, обусловлено поступлением УВ из залежей нефти. При этом можно отметить, что в результате миграции групповой состав углеводородов практически не меняется. Скорей всего это связано с тем, что заметный вклад в средний групповой состав УВ в пробах приповерхностных отложений вносят пробы с высокими и повышенными содержаниями УВ. Такие содержания фиксируются в зонах разломов и повышенной трещиноватости, являющимися активными высокопроница-

емыми каналами миграции УВ. Вследствие относительно высокой скорости миграции, групповой состав мигрирующих УВ не успевает измениться.

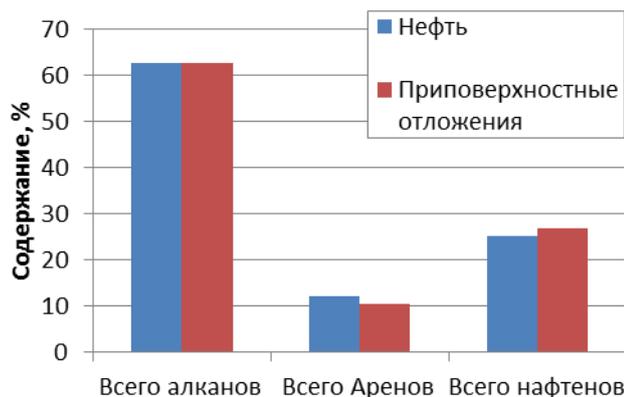


Рис. 1. Сравнение группового состава УВ бензиновой фракции в приповерхностных отложениях и нефти Тас-Юряхского месторождения.

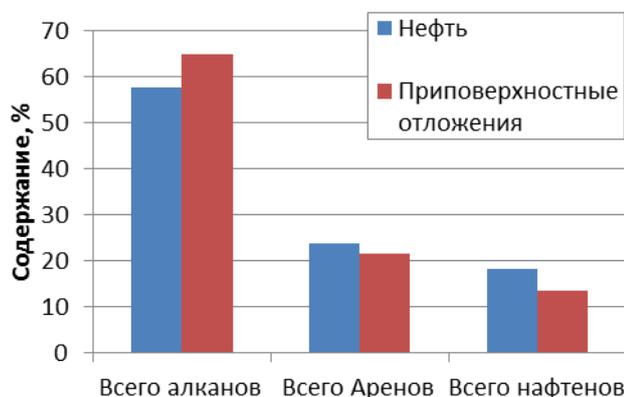


Рис. 2. Сравнение группового состава УВ бензиновой фракции в приповерхностных отложениях и нефти Песцового месторождения.

При рассмотрении средних содержаний гомологов метана в приповерхностных отложениях и нефти можно отметить изменение относительного состава УВ в результате миграции. В пробах наблюдается снижение относительной концентрации УВ с ростом молекуляр-

ной массы, несмотря на то, что в нефти изначально в большей степени представлены тяжелые УВ (рис. 3). Снижение концентраций наблюдается отдельно для газовых и жидких УВ. Переход от углеводородных газов к жидким гомологам (бутан-пентан) сопровождается скачком концентраций.

Для подтверждения взаимосвязи наземных геохимических полей с залежами нефти было проведено сопоставление УВ в пробах приповерхностных отложений и нефти отдельно в рядах 6-атомных углеводородов (рис. 4), 7-атомных (рис. 5) и 8-атомных (рис. 6). При таком рассмотрении изменение относительного состава УВ по молекулярной массе при их миграции не оказывает влияния на результаты сравнения.

Из рис. 4 видно, что относительный состав 6-атомных УВ в приповерхностных отложениях идентичен составу нефти. При рассмотрении УВ в рядах C_7 и C_8 были замечены расхождения распределений. Скорей всего это связано с тем, что с ростом молекулярной массы УВ их миграция проходит в меньших масштабах и, как следствие, в приповерхностных отложениях незначительные содержания этих УВ фиксируются на пределе чувствительности измерительной аппаратуры. Низкая частота встречаемости таких УВ в пробах приводит к неустойчивости средних величин, что также приводит к искажению. Так например, кроме приведенных на рисунке 6 углеводородов ряда C_8 , в нефти были обнаружены орто-, мета-, пара-ксилолы и некоторые нафтены, однако из-за их малой встречаемости в пробах приповерхностных отложений, эти компоненты были исключены из рассмотрения.

Подводя итог, можно отметить, значительное сходство как среднего группового состава УВ приповерхностных отложений и нефтей, так и их относительного состава по отдельности в рядах углеводородов C_6 , C_7 , C_8 . Наибольшая сходимость наблюдается в ряду 6-атомных УВ, обладающих среди рассматриваемых УВ наименьшей молекулярной массой и лучшей миграционной способностью. Среди УВ C_5 провести подобный анализ не представляется возможным ввиду недостатка данных (имеются значения только по двум показателям).

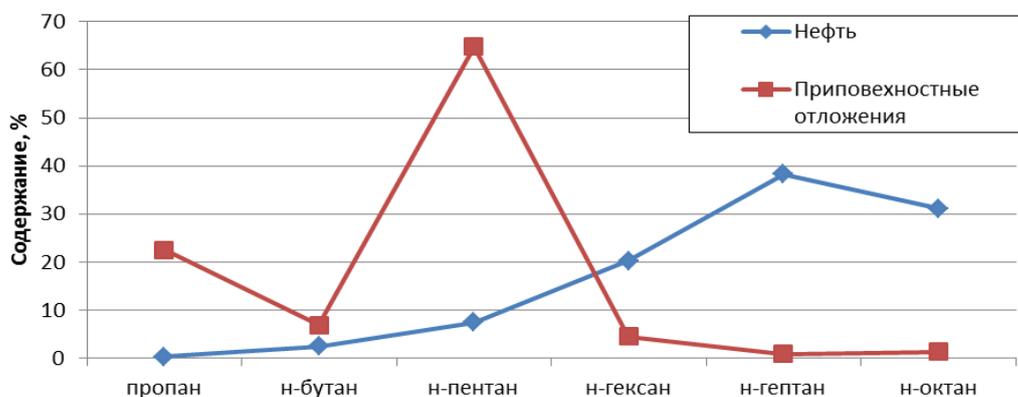


Рис. 3. Сравнение относительного содержания УВ в ряду n-Алканов в нефти и приповерхностных отложениях.

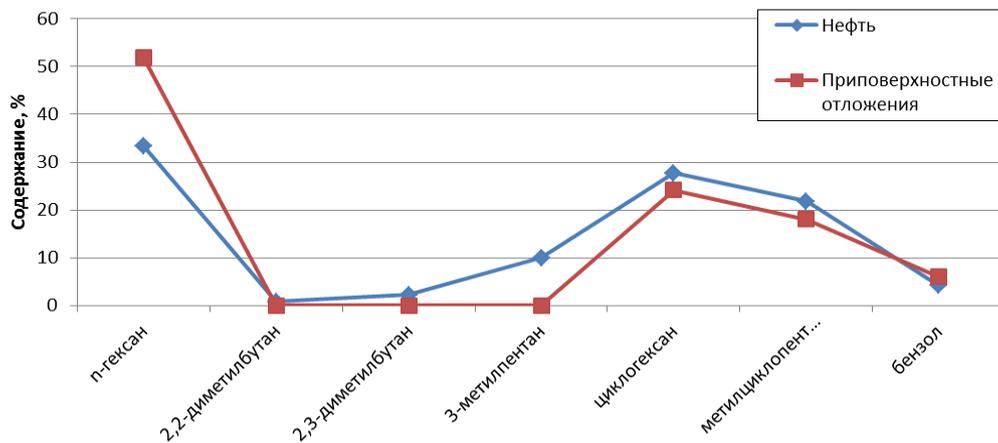


Рис. 4. Сравнение относительного содержания УВ в ряду С6 в нефти и приповерхностных отложениях.

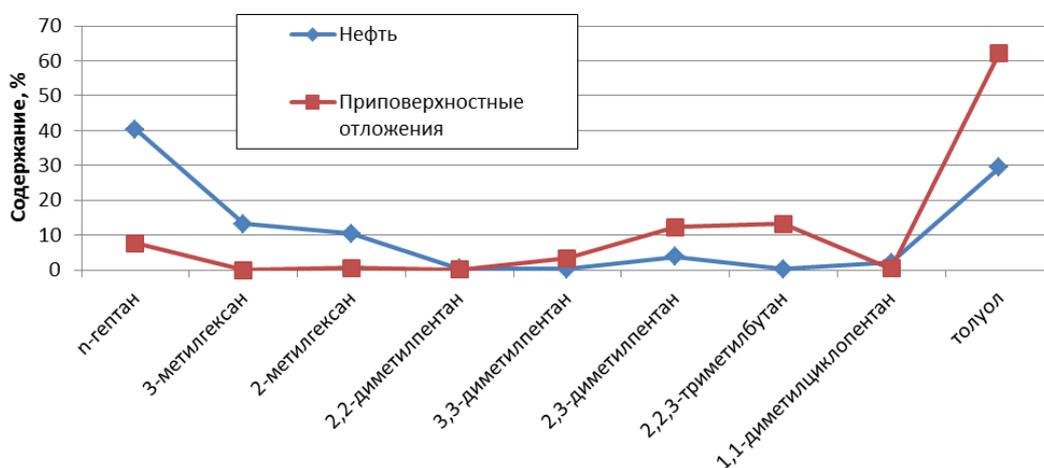


Рис. 5. Сравнение относительного содержания УВ в ряду С7 в нефти и приповерхностных отложениях.

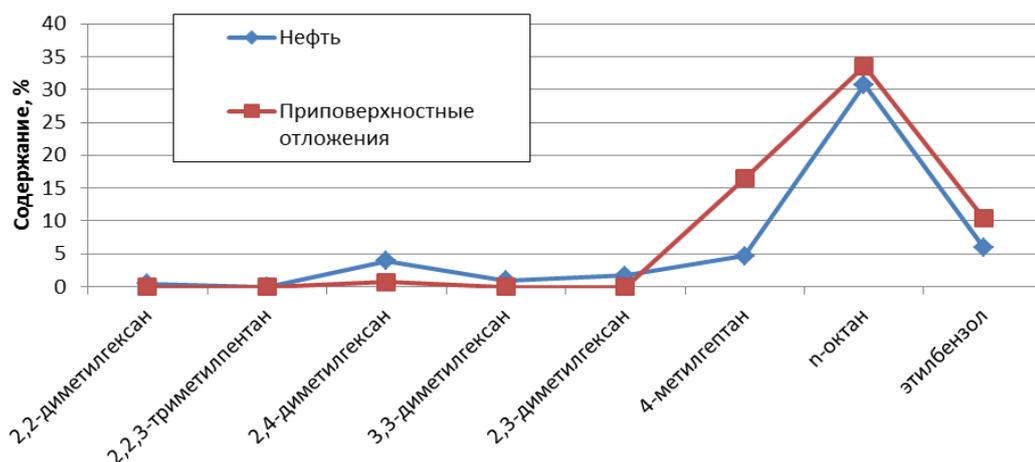


Рис. 6. Сравнение относительного содержания УВ в ряду С8 в нефти и приповерхностных отложениях.

Дальнейшее детальное сопоставление относительных содержаний УВ, привлечение данных по другим месторождениям, а также комплексирование с геолого-геофизическими материалами позволит выявить закономерности изменения относительного состава нефтяных УВ в зависимости от условий миграции (проницаемости отложений) и повысить качество прогноза нефтегазоносности.

Литература:

1. Вебер В.В., Туркельтауб Н.М. Образование газообразных углеводородов в зависимости от фаций отложений // Геология нефти и газа. – 1965. – № 8. – С. 41-48.
2. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
3. Курчиков А.Р., Тимшанов Р.И. Связь полей распределения содержания бензола и толуола в подпочвенных глинах с

- нефтеносностью отложений (на примере месторождений юга Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 10-18.
4. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / Каширцев В.А. и др.; отв. ред. д.г.-м.н. В.И. Москвин. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.
 5. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь) / Е.А. Фурсенко. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 48-54.

ОЦЕНКА ПРОГНОЗИРУЕМОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НЕЙРОННЫМИ СЕТЯМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

А.Т. Хусаинов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: iq-tyumen@mail.ru

В статье проведено исследование нейросетевых методов, а так же оценка перспективы ИНС в контексте инструмента моделирования процессов поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений.

Для данного исследования были использованы различные архитектуры сетей для разрабатываемого продуктивного пласта экспериментального месторождения.

Пользуясь данной моделью, создадим базу данных истории разработки пласта, содержащую информацию аналогичную той, что собирается в ходе регламентируемых вычислительных измерений технологических и геологических параметров скважин. На основе данной информации исследуем возможности и методику нейросетевой аппроксимации данной математической модели. Первоначально входными параметрами обучающих векторов являлись: объемы нагнетания в единицу времени, и давление нагнетания в 3-х нагнетательных скважинах.

Конфигурации нейронных сетей, аналогично классическому эксперименту с обучением скважин до приемлемого уровня ошибки. Максимальные значения ошибки (как при обучении, так и при прогнозировании) у лучших сетей была в диапазоне 5–30%.

Анализируя представленные графики можно легко заметить, аналогию поведения ИНС в расчетах такого вида. Основанием для такого заключения является хорошо коррелированное поведение кривых работы скважин, как для эталонных наблюдений, так и модельных расчетов.

В результате расчётов у нас имеется следующая информация: приёмистость нагнетательных скважин; значения забойных давлений и пластовых давлений в призабойных зонах. Учитывая практическую направленность работы, ограничим объемы информации, используемые при обучении нейронной сети, и на данном этапе исследований воспользуемся лишь средне-

месячными данными по закачке и данными о времени работы скважин. Кроме того, отбросим характеристики пласта μ , k , b , χ , так как их значения являются условно постоянными.

Входными полями для нейронной сети являются: время работы и приемистость для нагнетательных скважин. Таким образом, у нас получилось 5 обучающих выборок.

Необходимо сделать замечание, относящиеся к выбору периода обучения сети. Очевидно, что для нейронной сети, чем больше примеров будет содержаться в обучающей выборке, тем лучше она сможет обучиться. Однако при решении задач прогнозирования временной интервал истории разработки, из которого составляется обучающее множество, не должен быть большим. В реальной ситуации в процессе разработки нефтяного пласта его коллекторские свойства могут изменяться в весьма значительной степени в зависимости от интенсивности и длительности его разработки.

Следовательно, выбрав большой временной период обучения, мы столкнемся с тем фактом, что примеры, содержащиеся в обучающей выборке, не будут однородными, по содержанию (физической – смысловой нагрузке). Иными словами, обучив нейронную сеть и сведя ошибки обучения к минимуму, мы, тем не менее, не можем гарантировать того, что ошибки обобщения на период прогноза будут небольшими. Следовательно, исходя из чисто практических соображений, время обучения сети надо выбирать оптимальным образом. Согласно оценкам ряда авторов [1-4] этот период даже для детерминированных моделей не должен превышать 1–2 года. Хотя практика использования детерминированных ГДМ показывает прогнозную ориентировку в проекте на 10–30 лет.

Необходимо отметить, что присутствие большого количества флуктуации связано с особенностью определенных архитектур и лишь РФФ явно выделяется из общей массы архитектур наивысшей корректностью выходной информации.

Резюмируя вышесказанное, отметим, что именно такой прием позволяет нам разделять различные факторы и позволит оценить влияние нагнетания на процесс нефтедобычи, а также дополнить методику нейросетевой аппроксимации математической модели фильтрации жидкостей.

Литература:

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
2. Вахитов Г.Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. – Спб.: Недра, 1970. – 180 с.
3. Горбань А.Н., Миркес Е.М. Контрастирование нейронных сетей // Нейроинформатика и ее приложения: материалы 3-го Всерос. семинара. – Красноярск: Изд-во КГТУ, 2005. – С. 78–79.
4. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: монография / В 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995. – Ч. 2. – С. 493.

АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

К.В. Шешукова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: ksyusha_sheshukova@mail.ru

В статье приводится анализ отечественных и зарубежных источников, в которых рассматриваются различные типы заканчивания скважин. Особое внимание уделено горизонтальному и субгоризонтальному бурению, так как необходимость использования горизонтальных скважин с каждым годом возрастает.

Ключевые слова: профиль скважины, наклонная, горизонтальная, субгоризонтальная скважина.

Известные методы разработки залежей углеводородов, основанные на эксплуатации вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяют извлекать из продуктивных пластов до 60% запасов.

Современное бурение допускает проводку скважин самого различного назначения, диаметра, конфигурации ствола и его ориентировки. В учебном пособии для вузов «Бурение нефтяных и газовых скважин» [1] приводятся следующие виды бурения: вертикальное, наклонно направленное, кустовое, многозабойное, горизонтальное и бурение на акваториях.

Горизонтальное бурение предусматривает бурение скважины, которая имеет протяжённую фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определённом азимутальном направлении [2].

Конструктивные особенности горизонтальных скважин в отличие от вертикальных позволяют получать дебиты, в несколько раз превосходящие производительность вертикальных скважин. Причём увеличение дебита горизонтальных скважин обеспечивается не за счёт повышения депрессии на пласт, а путём увеличения поверхности фильтрации [3].

В работах Григулецкого В.Г., Никитина Б.А. [4], Renard G.I. и Dupuy J.M. [5], Goode P.A. и Kuchuk F.J. [6] установлено, что к основным факторам, влияющим на эффективность эксплуатации ГС, относятся границы пласта и пространственное расположение скважины в пласте.

В журнале «ROGTEC» (Российские нефтегазовые технологии) рассмотрены проблемы горизонтального бурения, по зарезке боковых стволов. Выявлено эффективное внутрискважинное оборудование, применяемое при горизонтальном бурении. Ряд этих и других вопросов обсуждается с представителями иностранных компаний Halliburton, ERIELL Group и др. [7].

Метод субгоризонтального бурения российские ученые разработали и запатентовали несколько лет назад. Скважина, проходящая под землёй не строго вертикально, а с несколькими изломами или коленами

является субгоризонтальной. Она идёт то горизонтально, то под наклоном относительно поверхности, который может достигать 90 градусов [8]. Используя данный метод, можно обойти стороной проблемный участок, в котором грунт представляет собой некий «слоёный пирог» из глины, рыхлого известняка, пористого песчаника и плотных пород.

Метод субгоризонтального бурения позволяет при небольшом количестве выработок наиболее эффективно использовать потенциал газоносной залежи [9].

Бурение с субгоризонтальным окончанием применяется на многих месторождениях севера Тюменской области: Уренгойском, Южно-Русском, Ямсовейском, Ямбургском, Заполярном.

Заключение. Анализ отечественного и зарубежного опыта применения горизонтальных скважин показывает высокую эффективность этой технологии при освоении как традиционных, так и трудноизвлекаемых запасов. Бурение скважин с субгоризонтальным окончанием всё чаще применяется на месторождениях севера Тюменской области. Технология субгоризонтального бурения решает не только проблему преодоления расстояния до месторождения, но и вопрос газодобычи в сложных геолого-технических условиях.

Литература:

1. Басарьгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
2. Булатов А. И., Долгов С. В. Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 2. – 534 с.
3. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. М.: Техника, 2001.
4. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток к одиночной горизонтальной скважине в изотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 9-10.
5. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency SPE 19414, 1991.
6. Kuchuk F.J., Goode P.A., Wilkinson D.J. Pressure-transient behavior of horizontal wells with and without gas cap or aquifer // SPE Formation Evaluation. – 2006. – Vol. 6, № 1. – P. 86-94.
7. Технология за Круглым столом: бурение горизонтальных скважин/ скважин с большим отходом от вертикали, и зарезка бокового ствола // ROGTEC. – 2015. – № 41. – С. 40-61.
8. Субгоризонтальные газовые скважины // Деловой журнал TOPNEFTEGAZ. – 2011. – № 3.
9. Яковлева О. Первые на Ямале // Энергетическая стратегия. – 2012. – № 2. – С. 16-17.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.Ю. Ермоленко, У.К. Садыхов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: prof332010@yandex.ru

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

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

- ООО «НПП РосТЭКтехнологии» – ВИР с использованием состава на основе реагента «Акрон-РК»;
- ОАО «СевКавНИПИГаз» – ВИР с использованием состава на основе силикатного реагента «Монасил»;
- компания «Halliburton» – ограничение водопритока с использованием технологии «Water Web»;

Рассмотрим результаты применения вышеуказанных технологий и технологических жидкостей.

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

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

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

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

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

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

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

Отвержденный продукт устойчив к сероводородной агрессии и к солевым растворам.

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

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

Состав на основе силикатного реагента «Монасил» разработки ОАО «СевКавНИПИГаз». В настоящее время отечественной промышленностью освоен выпуск порошкообразных силикатных реагентов «Мо-

насил» (сухой гидросиликат натрия – сухое жидкое натриевое стекло), применение которого по сравнению с водными растворами имеет ряд преимуществ при работе в условиях отрицательных температур.

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

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

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

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

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

Технология «Water Web» разработки компания «Halliburton»

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

Выводы:

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

По результатам анализа сделаны основные выводы и рекомендации:

1) в настоящее время на месторождениях Западной Сибири успешно применяются технологии:

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

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

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

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

Литература:

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

ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С НАЛИЧИЕМ ЖИДКОЙ ФАЗЫ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

Н.Н. Дежурова, И.Р. Тункис

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

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

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

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

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

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

- проведение капитального ремонта скважин, включающего крепление призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы;
- периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу;
- обработка забоя скважин твёрдыми и жидкими ПАВ;
- замена НКТ на трубы меньшего диаметра;

- плунжерный лифт;
- циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство;

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

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

Технология обработки забоя скважин твёрдыми и жидкими ПАВ является наиболее технологичным и простым методом. Необходимым условием эффективного удаления жидкости с помощью ПАВ является образование на забое скважины стабильной пены, представляющей собой дисперсные системы, состоящие из ячеек-пузырьков газа. Однако, эти процессы значительно усложняются из-за наличия пластовой воды различной минерализации. Высокая минерализация резко снижает пенообразующие способности ПАВ. На процесс пенообразования влияние в основном оказывают соли кальция и магния. В таком случае перед применением необходимо определить какие ПАВ применять (катионоактивные, анионоактивные или амфотерные ПАВ). В данном случае при высокой минерализации воды целесообразнее применять катионоактивные ПАВ поскольку они являются эффективными пенообразующими агентами, зачастую работающими в минерализованной воде более эффективно, чем в пресной воде. Низкомолекулярные соединения этого типа находят в числе наиболее эффективных агентов для вспенивания смесей углеводородов и соляных растворов. С другой стороны высокомолекулярные четвертичные соединения менее эффективны в соляных растворах, слишком высокая концентрация может привести избыточной стойкости пены, ее высокой структурной вязкости и к чрезмерному образованию жидкостной эмульсии и в следствии увеличения расходов на обработку скважины. Выводом в данной проблеме является грамотный подход к выбору применяемого ПАВ, поскольку от этого напрямую зависит конечный результат.

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

Преимущества технологии: сокращение количества продувок скважин с выпуском газа в атмосферу; возможность применения в лифтовых колоннах

Ду=168 мм без снижения дебита скважины; установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут; низкая стоимость оборудования.

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

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

Замена колонны насосно-компрессорных труб на меньший диаметр широко применяемая в мире технология и в отличие от продувок и применения ПАВ – очень дорогостоящая операция. В качестве недостатка данной технологии можно отнести значительную потерю в дебите скважины и то, что в среднем в 25 % случаев не происходит выхода на режим из-за значительно увеличивающихся потерь давления в лифтовой колонне. Преимущество технологии заключается в более стабильном и продолжительном режиме эксплуатации скважин, что в случае успешно проведенной операции приводит к увеличению газоотдачи.

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

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

Литература:

1. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин (Технологические решения по удалению жидкости из скважины / Джейм Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. – М., 2009.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.С. Симарова, М.В. Лескин, М.А. Гурьева, Д.В. Медведев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

Нефтегазовые залежи пластов АС₉₋₁₁ Лянторского месторождения имеют небольшую нефтяную оторочку при среднем расстоянии между ГНК и ВНК около де-

сяти метров. Разработка нефтегазовых залежей осуществляется с применением горизонтальных скважин (ГС). Средняя эффективная газонасыщенная толщина равна 85 метров, нефтенасыщенная – 4,9 м, водонасыщенная -10,2 м. Коллекторы пласта АС₉₋₁₁, в районе размещения горизонтальных скважин газонефтенасыщены с подстилающей подошвенной водой [1, 3, 5, 11].

Анализ опытно-промышленной разработки показал, что добыча нефти сопровождается отборами значительных объемов газа из газовой шапки, которые обусловлены следующими причинами: геологическим строением нефтегазовых залежей, отсутствием надежных естественных глинистых перемычек на границе раздела ГНК и ВНК, небольшие расстояния между интервалами перфорации и газонасыщенной частью разреза [2, 4, 6, 8, 20].

Даже при относительно низких депрессиях не позволяют эксплуатировать скважины на безгазовых режимах. Другим фактором, снижающим эффективность добычи нефти, является рост обводненности. Основными причинами является образование конусов и опережающее продвижение закачиваемой воды по газонасыщенной части залежи [7, 9, 13, 15, 21].

По данным геофизического контроля за разработкой и результатам эксплуатации скважин установлено перемещение нефтяной оторочки в газовую шапку, что может снизить коэффициент извлечения нефти (КИН). Эффективность нефтеизвлечения из сложнопостроенных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, как показывает опыт их разработки, зависит от особенностей геологического строения. Особую роль играет степень расчленения пласта непроницаемыми прослоями. Как показывает практика разработки нефтегазовых месторождений с применением вертикальных скважин, при наличии на ГНК непроницаемого прослоя толщиной от 2 м до 4 м и более, газ газовой шапки в скважину не поступают. Поскольку в реальных условиях толщины непроницаемых прослоев в большинстве случаев меньше указанных и расположены не на ГНК, поступление газа отмечается в большинстве добывающих вертикальных скважин [10, 12, 14, 16, 22].

Проведенные ОПР явились основой для создания эффективного способа разработки сложнопостроенных нефтегазовых залежей с тонкой нефтяной оторочкой путем проводки в нефтенасыщенной части горизонтальных добывающих скважин и закачки вытесняющего агента через систему нагнетательных вертикальных скважин [18, 19, 24].

При строительстве горизонтальной добывающей скважины достаточно большой протяженности вместо вертикальной скважины условия разработки нефтяной оторочки существенно улучшаются. При наличии в пласте в районе проводки горизонтального участка (ГУ) непроницаемых прослоев даже незначительной толщины существует возможность выбора участков в тех местах оторочки, где ствол скважины отделен от ГНК непроницаемыми прослоями. В результате значительно повышается фильтрационное сопротивление между фильтром и ГНК, т.е. ограничивается приток в скважину верхнего газа газовой шапки.

Существенное увеличение работающей поверхности в ГС горизонтального участка по сравнению с вер-

тикальной скважиной позволяет получить один и тот же дебит в первой при меньшей депрессии на пласт, что так же уменьшает поступление газа в скважину при отсутствии непроницаемых прослоев и, в конечном счете, повышает эффективность нефтедобычи [17, 23, 25, 26].

Технология разработки с применением ГС была предложена для реализации, исходя из условия получения максимальной технологической эффективности и обоснованы следующие элементы систем разработки: расположение горизонтальных участков стволов скважин в разрезе нефтяной оторочки; местоположение интервалов перфорации и установки фильтров; оптимальные длины горизонтальных участков стволов скважин; системы и плотности размещения ГС и ВС. Длина горизонтального участка составила 550 м, что обеспечивает расчетам необходимую надежность и позволяет в максимально возможной степени учесть особенности геологического строения пластов.

Так, применение горизонтальных скважин при эксплуатации нефтегазовых месторождений позволяет дополнительно вовлечь в разработку запасы нефти. Коэффициент извлечения нефти увеличится в 2,1 раза (от 0,12 при применении вертикальными скважинами до 0,23 при применении горизонтальных скважин).

Литература:

- Ваганов Е.В., Краснова Е.И., Краснов И.И. и др. Изучение зависимости конденсатоотдачи от содержания конденсата в пластовом газе. // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 118.
- Грачев С.И., Краснова Е.И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. – Тюмень. ТюмГНГУ, 2015. – 99 с.
- 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. – Тюмень, 2015. – С. 90-94.
- Инякин В.В., Грачев С.И., Леонтьев С.А. Анализ результатов газогидродинамических исследований газоконденсатных скважин // Нефть и газ Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 187-190.
- Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. – Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В., Иноземцева А.А., Краснов И.И., Зотова О.П. и др. Современные технологии повышения производительности скважин, эксплуатирующие газовые и газоконденсатные залежи // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: Материалы всероссийской конференции. – Тюмень, 2015. – С. 158-163.
- Инякин В.В. Обзорно-аналитические исследования оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей // Нефть и газ Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – Том 2. – С. 226-230.
- Инякина Е.И., Мамчистова Е.И. и др. Влияния неравномерности ввода залежей в разработку на величину конденсатоотдачи // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 47-48.
- Клещенко И.И., Ягафаров А.К., Краснов И.И., Сохошко С.К., Шарипов А.У. Способ интенсификации притоков нефти и газа. Патент на изобретение RUS 2249100 06.05.2002.
- Кордик К.Е., Краснов И.И., Рожков И.В., Ковалев И.А. Совершенствование технологии определения газового фактора на установке «Асма-Т» // Геология, география и глобальная энергия. – 2006 – № 4. – С. 120-122.
- Краснова Е.И., Самуйлова Л.В., Краснов И.И., Зотова О.П. Оценка причин, осложняющих разработку Комсомольского газоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 110-111.
- Краснова Е.И., Саранча А.В. Прогноз пластовых потерь углеводородов в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 6. – С. 207-210.
- Краснова Е.И., Мараков Д.А., Краснов И.И. и др. Исследование физико-химических свойств газоконденсатных проб в процессе разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Том 10, № 1 (50). – С. 122-123.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Экспериментальные исследования свойств кремнийсодержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири // Извест. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80-84.
- Краснов И.И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17-18.
- Краснов И.И. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из сложнопостроенных нефтегазовых месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 2. – С. 46-50.
- Краснов И.И. Моделирование PVT-свойств углеводородных смесей при разработке газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – С. 27-31.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Сивков П.В., Зотова О.П. Особенности экспериментальных исследований многокомпонентных систем на PVT-установке Chandler Engineering // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 5 (48). – С. 104-105.
- Краснов И.И. Разработка технологии ограничения прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи: Автореф. дис. к.т.н. – Тюмень, 1991. – 24 с.
- Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Повышение конденсатоотдачи в условиях разработки нефтегазоконденсатных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3 (46). – С. 109-110.
- Малыренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RUS 2059064.
- Сивков Ю.В., Краснов И.И., Самуйлова Л.В., Краснова Е.И., Зотова О.П. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 4 (47). – С. 32-34.
- Сивков Ю.В., Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: От идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33-35.
- Томская Л.А., Краснов И.И., Мараков Д.А., Томский И.С., Инякин В.В. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – № 3 (53). – С. 50-60.
- Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RUS 2061854.

ЭКОЛОГИЯ

ВЛИЯНИЕ ВОДНЫХ ЭКСТРАКТОВ НЕКОТОРЫХ ЛЕКАРСТВЕННЫХ РАСТЕНИЙ НА РОСТ ТОКСИГЕННЫХ ГРИБОВ

К.Ф. Бахшалиева

Институт Микробиологии НАН Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

E-mail автора: azmbi@mail.ru

Грибы, так же как растения и животные, постоянные спутники человека, обязательные участники его жизни и деятельности. Среди живых организмов, оби-

тающих в почве, не последнее место занимают грибы. Роль грибов в природе и жизни человека многообразна: их используют в хлебопечении, пивоварении, при приготовлении кондитерских изделий. Они обогащают почву гумусом, разлагая растительные остатки, улучшают питание растений. Кроме того, грибы используют как продуценты различных биологически активных веществ. Известны грибы, разлагающие нефть, с их помощью удается очистить ранее загрязненную почву и воду [4].

В настоящее время еще отмечают возросшую роль грибов в патологии человека, при этом отчетливо обозначилась тенденция увеличения поражений, вызываемых токсинообразующими микромицетами, которые представляют собой обширную и гетерогенную группу микроскопических грибов, различающихся по морфологическим, физиологическим и экологическим признакам, а также по степени патологического воздействия на организм человека, животных и растений [2, 5].

Как известно, интенсивное развитие болезни зависит как от биологических особенностей хозяина и патогена-гриба, так и от условий окружающей среды. Поэтому, при всестороннем изучении токсигенных грибов, имеет важное значение изучение причины болезни, взаимоотношений патогена и растения-хозяина, факторов, влияющих на развитие возбудителя конкретной патологии.

Несмотря на значительные достижения в области создания синтетических лекарственных препаратов нового поколения в последние годы отмечается все более возрастающий интерес к средствам из природных источников, в первую очередь из растений.

Целью представленной работы явилось исследование фунгицидных свойств некоторых лекарственных растений, распространенных на различных территориях Азербайджана.

В качестве лекарственных растений использовали следующие растения, краткое сообщение про которых представляется ниже:

1. *Pantago major* L. – Подорожник большой. Все листья в прикорневой розетке, стебель ветвистый с супротивными стеблевыми листьями. Цветки мелкие, в головчатых или цилиндрических колосовидных соцветиях. Сбору подлежат листья растения в течение лета [1].

2. *Rosmarinus officinalis* L. – Розмарин лекарственный. Вечнозеленый кустарник с характерном ароматом. В условиях Апшерона вырастает до 0,5-1,5 м высоты. Цветает в марте и вторично с июля до глубокой осени [1].

3. *Tanacetum millefolijatum* L. – Пижма тысячелистниковая. Многолетнее травянистое растение с простым угловатым стеблем. В Азербайджане распространена в Нах. АССР и центральных районах Малого Кавказа, от среднего горного до субальпийского пояса; растет на лугах, каменистых склонах [1].

4. *Apium graveolens* L. – Однолетнее или двулетнее травянистое растение с мясистым коротким корневищем и сочными реповидными корнями. Цветки белые, собраны в сложный зонтик на коротких

зонтах. Плоды – двураздельные семянки, яйцевидно-шаровидные, очень мелкие, с остро выступающими ребрами. Цветет в июне – июле [1].

5. *Dorema qlabrum* Fisch. et C.A.Mey. – многолетнее, почти голое растение, с толстым стеблем и корнем до 6 см в диаметре. Это растение является эндемичным растением для Азербайджана, и содержит эфирное масло, в особенности в период плодоношения [1].

6. *Zosima orientalis* Hoffm – многолетние растения, встречается в некоторых регионах Азербайджана и содержит эфирное масло, в особенности в период плодоношения [1].

При изучении фунгицидных свойства выше указанных растений, использовали их водные экстракты, которые получали следующим образом:

Экстрагировали растений водопроводной водой в соотношении 1:10 (т.е. на 1 г воздушной сухой массы растений добавляли 10 мл воды) на водяной бане при температуре 65С⁰ в течение 20-30 минут. Полученный водный экстракт процеживали после охлаждения, разбавляли (10-100 раз) и добавляли по 100 мл в каждую 200 мл колбу, рН доводили до 6,5-7,0, затем стерилизовали в течении 45 минут при 0,5 атм. Далее проводили посев культур грибов, в колбах с водными экстрактами исследуемых видов растений. В качестве грибов были использованы *Aspergillus flavus*, *A.ochraeus*, *Cladosporium herbarium*, *Fusarium moniliforma*, *F.oxysporum*, *Penicillium citrinum* и *P.cuclopium*, которые являются токсигенными и были выделены нами в ходе исследований в чистую культуру из различных биотопов Азербайджана.

В качестве контроля была взята среда Чапека [3]. Выращивание проводилось в термостате, при температуре 26-28 С⁰ в течении 7 суток. Биомассу определяли после фильтрования, доводя до постоянного веса (при 105⁰С), методом высушивания через каждые 24 часа роста культур. Полученные результаты представлены в табл. 1. Как видно, что все исследованные растения обладают свойствами фунгицидного характера, однако степень действия характеризуется разными величинами. Так, как водные экстракты из растений *Z.orientalis* является сравнительно более активными по отношению ко всем грибам, ситуация в отношении других растений немного отличается, что заключалось в количественном отношении. Например, при добавлении в среду водного экстракта из *T.millefolijatum* по сравнению с контролем биомассы гриба *Cladosporium herbarium* максимально (в соотношении 1:10) уменьшается на 6,6 раза, аналогичные данные по отношению к грибам *Aspergillus flavus*, *Fusarium moniliforma* и *Penicillium citrinum* составляло 10,1, 8,3 и 10,9 раза, соответственно.

Если учесть, что все использованные грибы являются не только токсигенными, но и еще опасными фитопатогенами, то тогда следует отметить, что полученные данные открывают новую перспективность и возможность расширения получения эффективных препаратов не только в фармакологии, но и в сельском хозяйстве.

Влияние водных экстрактов растений на рост грибов

Грибы	Соотношение ВЭ:Вода	A.graveolen s	R.offici- nalis	P.major	T.millefo- lijatum	D.q̄la-brum	Z.orien- talis
		Выход биомассы (г/л)					
<i>Aspergillus flavus</i>	1:10	0,61	0,45	0,33	0,52	0,72	0,27
	1:50	1,63	1,22	1,22	1,62	1,92	1,56
	1:100	3,41	2,56	2,78	3,10	3,60	3,02
	контроль	5,23					
<i>A.ochraeus</i>	1:10	0,63	0,22	0,37	0,48	0,47	0,19
	1:50	1,72	1,32	1,10	1,82	1,71	1,52
	1:100	3,80	2,54	2,51	3,97	3,15	3,07
	контроль	5,62					
<i>Cladosporium herbarium</i>	1:10	0,49	0,33	0,38	0,56	0,49	0,28
	1:50	2,15	2,06	2,01	2,01	2,26	1,92
	1:100	3,06	3,02	3,05	3,89	3,31	2,85
	контроль	3,71					
<i>Fusarium moniliforma</i>	1:10	0,42	0,22	0,34	0,45	0,49	0,20
	1:50	1,71	1,15	1,57	1,78	1,91	1,18
	1:100	3,41	2,72	3,21	3,12	3,51	2,63
	контроль	3,74					
<i>F.oxysporum</i>	1:10	0,29	0,27	0,25	0,47	0,38	0,22
	1:50	1,11	1,03	1,37	1,88	1,08	1,11
	1:100	3,31	3,01	3,12	3,21	3,22	2,87
	контроль	3,96					
<i>Penicillium citrinum</i>	1:10	0,32	0,26	0,22	0,35	0,42	0,21
	1:50	1,14	1,52	1,33	1,88	1,64	1,42
	1:100	2,27	2,03	2,47	3,21	2,97	1,83
	контроль	3,82					
<i>P.cuclopium</i>	1:10	0,47	0,21	0,41	0,55	0,54	0,17
	1:50	1,63	1,03	1,54	1,98	1,68	1,13
	1:100	3,03	2,63	2,75	3,34	3,24	2,73
	контроль	4,12					

Литература:

1. Дамиров И.А. и др. Лекарственные растения Азербайджана. – Баку: Маариф, 1988. – 320 с.
2. Елинов Н.П. Токсигенные грибы в патологии человека // Проблемы медицинской микологии. – 2002. – Том 4, № 4.
3. Методы экспериментальной микологии / Под. ред. В.И. Билай. – Киев: Наукова думка, 1982. – 500 с.
4. Переведенцева Л.Г. Микология: грибы и грибоподобные организмы. – СПб.: Лань, 2012. – 272 с.
5. http://www.e-osnova.ru/PDF/osnova_1_0_3.pdf

СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ

Ю.В. Беспалова, Р.Н. Абдрашитова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, г. Тюмень

E-mail авторов: Bespalova_y@mail.ru

В настоящее время уделяется особое внимание вопросам экологического состояния водоносных комплексов, в которых содержатся пресные подземные

воды хозяйственно-питьевого назначения. С целью прогноза сохранения качества питьевой воды необходимо проводить оценку защищенности подземных вод. Одним из наиболее важных критериев расчета являются сорбционные свойства пород и фильтрующихся через них загрязнителей.

Сорбция – явление поглощения коллоидом (сорбентом) веществ из окружающей среды (главным образом из раствора). Различают адсорбцию, когда поглощение осуществляется только поверхностным слоем сорбента, а абсорбцию, когда вещество поглощается всем объемом сорбента (а не только его поверхностью). На практике эти два вида сорбции различить довольно трудно [1].

Основным механизмом сорбции тонкодисперсного вещества, поступающего из атмосферы, с боковым и грунтовым водным потоком и растительными остатками почв – адсорбция коллоидами почвы газов, жидкостей, особенно воды, молекул и ионов веществ, поступающих в почву различными путями. Имеет место также механическое задержание в порах части суспензий и эмульсий и химическое поглощение их почвой

при образовании нерастворимых соединений. Выделяют, кроме того, биологическую поглотительную способность почв – удержание почвообитающими животными, что не является собственно почвенной функцией [2].

Сорбция тем больше, чем большую поверхность имеет твердая фаза [3]. Чем меньше энергия гидратации иона, тем больше его способность к электростатической сорбции. Чем больше заряд иона, тем лучше он сорбируется. Минералы глины могут быть как катионообменниками, так и анионообменниками. Сильными ионообменниками являются некоторые органические вещества, например, гуминовые кислоты, определяемые капиллярно-люминисцентным анализом [3, 4], которые в пресных подземных водах ЗСМБ встречаются повсеместно.

С максимальной интенсивностью сорбционные и ионообменные процессы протекают в зоне гипергенеза, характеризующейся постоянно возникающими новообразованиями – ионообменниками, и малой минерализацией подземных вод, концентрации ионов в которых сопоставимы с обменной емкостью пород.

Наличие хорошо выраженных ионообменных свойств характерно для породообразующих глинистых и слюдяных минералов, обменная весовая емкость E (мг-экв/100 г) у которых меняется в пределах: 70-150 (100) – для монтмориллонита и вермикулита; 10-40 (20) – для гидрослюда, хлорита и иллита; 3-15 (8) – для каолинита и галлуазита. Для кварцита, кальцита и минералов группы алюмосиликатов значение E обычно не превышает 3-5 мг-экв/100г, а для окисей и гидроксидов железа и алюминия они составляют 0,5-5 мг-экв/100 г [6].

Ионообменными экранами – фильтрами, развитыми в зоне пресных и маломинерализованных вод, служат отложения гуматного, глинистого, мерзлотно-карбонатного, гидроксидного, глауконитового, кремневого состава. Одновременно с ионообменной сорбцией в водоносных горизонтах происходят процессы десорбции, комплексообразования и молекулярной диффузии, благоприятствующие миграции загрязняющих веществ [7].

Помимо привычных убеждений, что глины являются надежным изолятором от проникновения загрязняющих веществ, по результатам исследований [8] глинистые отложения также могут быть объектами вторичных загрязнений как пород зоны аэрации, в которых они присутствуют в виде локального распространения линз, так и в глубокопогруженных участках геологической среды. Глинистые прослои, имеющие значительную удельную поверхность (рис. 1), вынужденно становятся своеобразными техногенными аккумуляторами нефтепродуктов (НП), тяжелых металлов (ТМ), радионуклидов и других экологически опасных веществ. Это во многом связано с наличием на поверхности глинистых минералов диффузионного слоя. Ионы этого слоя, обладающие большой кинематической энергией, в определенные моменты времени переходят в свободный раствор. Вместо них из свободного раствора в диффузионный слой попадают другие ионы того же знака, таким образом устанавливается динамическое равновесие [9].

Опыты, моделирующие выделение поровых растворов из почвообразующих грунтов зоны аэрации, показали, что, под влиянием виброакустических колебательных нагрузок, происходит весьма активный вынос из поглощающего комплекса пород в поровые растворы экологически опасных химических элементов. Содержание ТМ и НП значительно отличается от фоновых уровней концентраций в грунтовых водах, что свидетельствует об опасности вторичного загрязнения природных подземных вод в реальной обстановке. Экспериментальные работы моделирования переноса загрязнителей поровыми растворами из глин в пластовые воды для условий погруженных водонапорных комплексов показал, резкое увеличение содержания в них водорастворенных форм ТМ и ОП, при виброакустических и стресс-барических воздействиях. Выполненные эксперименты свидетельствуют о том, что глинистые тонкодисперсные породы, подстилающие водоносные горизонты, являются потенциальными источниками загрязнения подземных вод в условиях повышенной геодинамической напряженности, характерной для районов освоения месторождений УВ и других промышленных объектов [8].

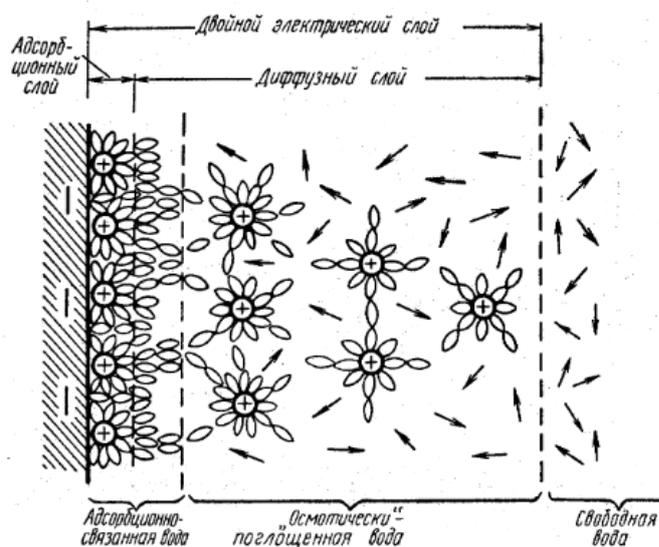


Рис. 1. Схема строения связанной воды на твердой поверхности глин. (по Р.И. Злочевской, В.Королеву, 1977 г. [11]).

Сорбция, особенно в глинистых породах, может вызывать структурную перестройку порового пространства с последующим изменением фильтрационно-диффузионных свойств. Например, в работе [10] отмечается, что такого рода структурные изменения способствуют увеличению коэффициента диффузии, который оказывается прямо пропорциональным коэффициенту распределения. Поэтому диффузия загрязнения через глинистые барьеры может активизироваться [6].

С целью определения сорбционной способности водонепроницаемых отложений в пределах Западно-Сибирского мегабассейна, были отобраны образцы глинистых отложений тавдинской свиты. Отбор проб осуществлялся по методу конверта.

Лабораторные исследования проводились в г. Томске, на базе аккредитованной лаборатории НОЦ «Вода-2» (№ РОСС RU.0001.511901 от 09.09.2013 г.), под руководством к.г.-м.н. Наливайко Н.Г., при финансовой поддержке Гранта РФФИ № 16-35-50181.

В результате эксперимента диапазон изменения значений сорбционной способности водонепроницаемых отложений тавдинской свиты составил порядка 10,0-25,03 мг-экв/100 г. Не зависимо от величины навески (10 г или 20 г) количество NaOH, ушедшего на титрование практически не менялось. Дополнительный контроль осуществлялся для пробы 9, навеской 1 г, 2 г и 5 г. Количество NaOH, ушедшего на титрование составило соответственно 39,9, 40,8 и 46,5 мг-экв/л. На навеску 5 г реактива ушло практически в два раза больше, чем на навеску 20 г. При 1 г и 2 г легко можно было визуально определить переход необходимой окраски (розовой), при навеске 5 г отмечался осадок зеленовато-черного цвета, и наблюдать смену палитры необходимо было после ожидания осадка на дне, сбоку колбы, как и производилось ранее при навеске 20 г.

Среднее значение для глинистых отложений по всем пробам составило 16,6 мг-экв/100 г. Данное низкое значение сорбционной способности характерно для глинистых групп каолинита. Проведенные ранее исследования [5] свидетельствуют о том, что в состав глинистых толщ Западно-Сибирского мегабассейна входят преимущественно минералы группы монтмориллонита. Что касается исследуемых авторами образцов, то визуально, при отборе проб отмечались в верхнетавдинских отложениях включения песков, возможно, именно их присутствие снижает показатель суммы обменных оснований.

Определение сорбционной способности водонепроницаемых отложений – задача сложная, многофакторная и крайне актуальная в современных экологических условиях. Она требует качественных лабораторных исследований и новых теоретических разработок. Но только таким образом, возможно объективно оценить защищенность подземных вод, дать более точную оценку прогнозу загрязнения вод хозяйственно-питьевого назначения.

Литература:

1. Абукова Л.А., Абрамова О.П. Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2015. – 304 с. – 263 с.
2. Добровольский Г.В., Никитин Е.Д. Экология почв. Учение об экологических функциях почв: учебник. – Изд-во Моск. ун-та; Наука, 2006. – 364 с. (Классический университетский учебник). – ISBN 5-211-05163-7. – ISBN 5-02-035745-6 (в пер.). – 281 с.
3. Крайнов С.Р., Швец В.М. Основы геохимии подземных вод. – М.: Недра, 1980. – 285 с.
4. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. – М.: Недра, 1976. – 157 с.
5. Матусевич В.М., Рьльков А.В., Ушатицкий И.Н. Роль литогенеза, зон разломов и рифтовых систем в перераспределении вещества и энергии в ЗСМБ // Известия вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 2. – С. 4-11.
6. Мирошенко В.А., Румынин В.Г. Проблемы гидрогеоэкологии. Монография в 3-х томах. Том 1. Теоретическое изучение и моделирование процессов. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 1998. – С. 244-249.
7. Земскова И.М., Ю.К. Смоленцев и др. Ресурсы пресных и маломинерализованных подземных вод южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна – М.: Недра, 1991. – 258 с.
8. Абрамова О.П., Абукова Л.А. и др. Глинистые отложения как источник вторичного загрязнения подземных вод в условиях нефтегазового техногенеза. Фундаментальные и прикладные во-

- просы гидрогеологии нефтегазовых бассейнов // Труды ИПНГ РАН. Серия «Конференций» / Материалы III Всероссийской научной конференции (с международным участием), посвященной 90-летию А.А. Карцева. – Вып. 1 (1). – М.: ГЕОС, 2015. – 251 с.
9. Зосимов Ф.Н. Диффузионный слой и минерализация пластовых вод. – Тюмень: СофтДизайн, 1995. – 192 с.
 10. Coupled Processes Associated with Nuclear Waste Repositories / Edited by C.-F. Tsang. Academic Press, Inc., 1987. – 801 p.
 11. Злочевская Р.И., Королев В.А. Температурный фактор при формировании физико-механических и физико-химических свойств водонасыщенных глин различной плотности // Связанная вода в дисперсных системах. – Вып. 4. – М.: МГУ, 1977. – 216 с.

ИЗУЧЕНИЕ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЛИЗИСТЫХ ВЕЩЕСТВ ИЗ СЕМЯН ЛЬНА

С.Д. Божко, А.Н. Чернышова, Т.А. Ершова

Дальневосточный ФУ, г. Владивосток, Россия

E-mail авторов: cd19@list.ru, cher_annik@mail.ru

По данным Минздрава РФ, большая часть населения нашей страны испытывает дефицит в витаминах, минеральных элементах и других биологически активных веществах. Этот фактор является одной из основных причин снижения иммунитета, усиления развития многих заболеваний и сокращения продолжительности жизни. Одним из возможных путей улучшения структуры питания населения является использование в производстве продуктов питания нетрадиционных растительных добавок. К растительному сырью с перспективными свойствами относятся семена льна. В состав семян льна, помимо других биологически активных компонентов, входят полисахариды – сложные высокомолекулярные углеводы, являющиеся одним из источников энергии. Их содержание в семени льна высоко: при погружении в воду семя быстро покрывается бесцветной слизью, которая оказывает обволакивающее и бактерицидное действие на слизистую оболочку пищеварительного тракта, поэтому незаменима при лечении гастрита и язвы желудка. Наружная оболочка семян льна содержит до 10% слизи [1]. Слизь – гидрофильные гетерополисахариды, представляющие собой смесь соответствующей слизи и пектинов, иногда с добавлением аминокпектинов или декстрина. В состав молекул слизи входят уруновые кислоты (например, галактуроновая), некоторые органические кислоты и полисахариды. В химическом отношении слизи трудно отличимы от камедей. Основным отличием является значительное преобладание пентозанов (их количество может достигать до 90%) над гексозанами. Слизь обычно бывает в виде водных, вязких и клейких коллоидных растворов. Они бесцветные или желтоватые, без запаха, слизистого, иногда сладковатого вкуса, несовместимы со спиртами, кислотами, щелочами, танином и некоторыми другими веществами. В медицине сырье, содержащее слизь, используют как противовоспалительное, отхаркивающее (виды алтея, подорожника, мать-и-мачехи), обволакивающее, слабительное (семена льна) средство. Кроме того, слизи обладают радиопротекторным и иммунозащитными свойствами [2].

Целью работы стало изучение степени извлечения слизистых веществ из семян льна. Семена льна заливали водой с температурой от 20 до 100°C при соотношении 1:10, и выдерживали в течение 30, 60, 90 и 120 минут.

После настаивания отделяли жидкость содержащую слизь и измеряли оптическую плотность раствора.

Согласно проведенным исследованиям установлено, что на степень извлечения слизистых веществ из семян льна влияет температура воды и время запаривания. Чем выше температура воды и дольше время запаривания, тем больше слизистых веществ переходит в раствор. Основываясь на теоретических знаниях и полученных результатах установлено, что для наиболее правильного выделения слизи, без понижения их пищевой ценности, следует использовать для настаивания семян воду с температурой не выше 65 °С, так как при более высоких температурах получают сильно видоизмененные по химическому составу вытяжки. Рекомендуемое время настаивания около 1 часа. За это время при температуре 65°C семена успевают хорошо набухнуть, слизи будут иметь незначительные изменения, по сравнению с вытяжкой при температуре 20°C и их легко отделить от семян без потерь. На основании вышесказанного следует сделать выводы, для выделения слизи без снижения их биологической ценности, необходимо настаивать цельные семена льна в воде при температуре 65°C в течение 1 часа. Выделенные растительные слизи обладают полезными свойствами и их использование уместно не только в медицине, но и в производстве продуктов питания. Так как по своему строению слизи похожи на камеди и пектины, то их можно использовать в качестве загустителей при создании новых жележных десертов, при производстве холодных напитков и коктейлей. Можно также рекомендовать использование слизистых настоев при производстве хлебобулочных и мучных кондитерских изделий.

Литература:

1. Муравьева, Д.А. Фармакогнозия / Д.А. Муравьева, И.А. Самылина, Г.П. Яковлев. – М.: М, 2002. – 656 с.
2. Лекарственное растительное сырье. Фармакогнозия: учеб. пособие / Под ред. Г.П. Яковлева, К.Ф. Блиновой. – СПб.: СпецЛит, 2004. – 765 с.

АНАЛИЗ МНОГОЛЕТНИХ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕМ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА ТЕРРИТОРИИ ГУБКИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.В. Васильев, М.С. Мимеев

ЗСФ ИНГГ СО РАН, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: radan92@list.ru

Губкинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в лесотундровой зоне на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого Автономного Округа в 50 км к юго-западу от г.Тарко-Сале, в непосредственной близости от г. Губкинский и ж/д станции

Пурпе. Поселок Тарко-Сале связан воздушным транспортом с Тюменью (1120 км), Сургутом (465 км), Салехардом (550 км).

Район работ представляет собой слабо всхолмленную заболоченную равнину с небольшим количеством озер. Абсолютные отметки местности изменяются от 30 до 72 м, средние отметки на водоразделах составляют 52 м. Речная сеть представлена реками Пяку-Пур, Пурпе и их притоками, с руслами потоков в субширотном направлении.

Разработку сеноманской газовой залежи (ПК₁) Губкинского месторождения осуществляет ЗАО «Пургаз» с 1999 года. Основной производственной деятельностью предприятия является добыча, подготовка и транспортировка газа годовым объемом добычи 15 млрд.м³. Центром сбора, очистки и транспортировки газа является установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Губкинский газовый промысел представляет собой опасность, как промышленный объект, при функционировании которого происходят выбросы газообразных загрязняющих веществ в окружающую среду.

Одним из методов, позволяющих оценить степень техногенной нагрузки на окружающую среду месторождения и здоровье работающих людей, является мониторинг загрязнения атмосферных осадков. Наиболее удобным в изучении является снеговой покров.

Сеть опробования снежного покрова, который является интегральным показателем загрязнения атмосферы на УКПГ, была выбрана таким образом, чтобы обеспечить выявление возможного загрязнения атмосферного воздуха от основного стационарного источника выброса – факела, с учетом розы ветров (рис. 1).

На территории Губкинского месторождения устойчивый снеговой покров сохраняется достаточно долго – в течение 7,5-8 месяцев. Лежалый снег обладает наиболее эффективной способностью к вымыванию примесей из атмосферы по сравнению с дождём, лежалый снег регистрирует не только влажные компоненты, выпадающие из атмосферы, но и сухие. В дальнейшем талые воды могут загрязнять почвы, грунтовые и поверхностные воды.

Пробоотбор снежной массы проводился в течение одних суток во всех точках, чтобы избежать возможного выпадения снежных масс или сухих выпадений, которые уменьшат степень достоверности результатов. Отбор проб проводился шурфным способом, при этом отбирался полный слой снега.

Шурф очищался на месте от попадавшей туда земли, захваченной с первым слоем снега. Пробы снега помещались в чистые полиэтиленовые пакеты, во избежание возможного выщелачивания из стекла гидрокарбонатов, карбонатов и других анионов слабых кислот.

Пробоподготовка производилась в несколько этапов, целью которых являлось разделение жидкой и твердой фаз, для дальнейшего проведения химического анализа. Отобранные пробы снега растапливались и пропускались через фильтр для выделения твердой фракции выпадений [1, 2, 3].

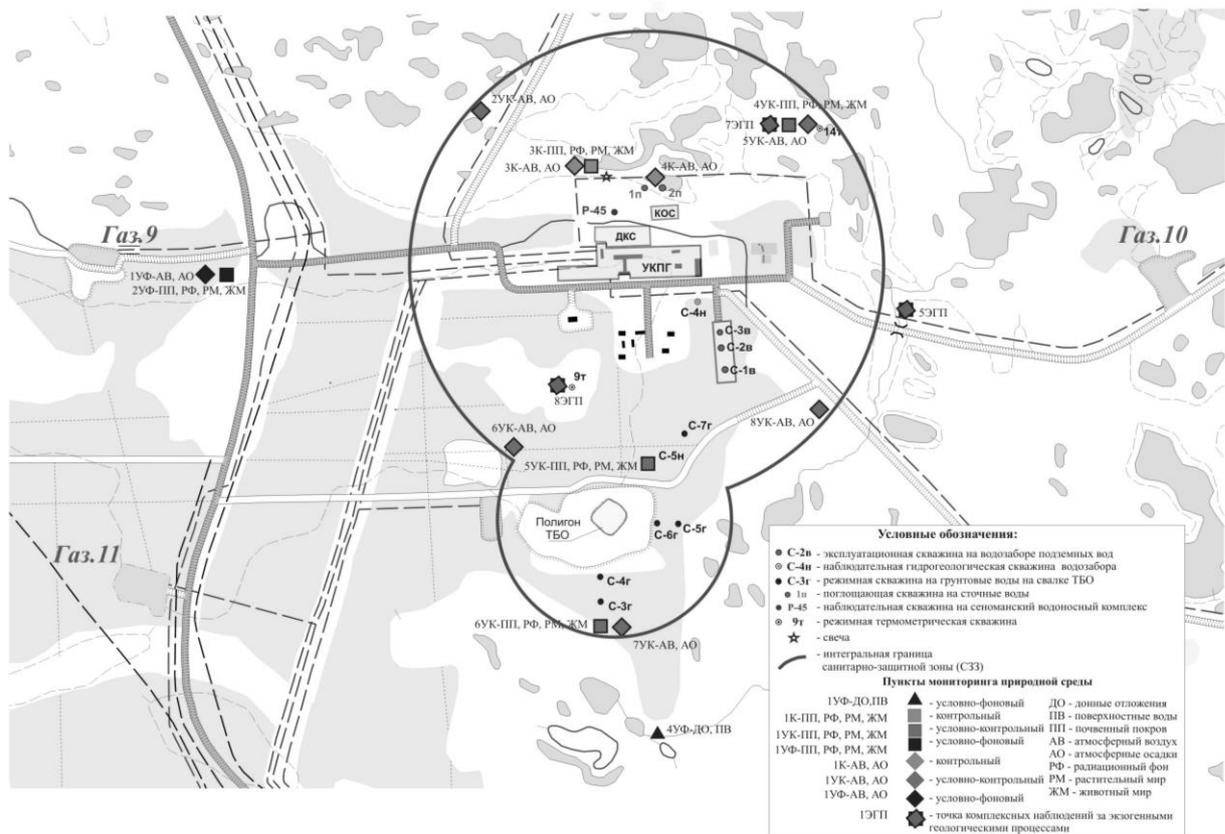


Рис. 1. Карта-схема санитарно-защитной зоны УКПГ.

Загрязнение снежного покрова происходит в два этапа. Во-первых, это загрязнение снежинок во время их образования в облаке и выпадения на местность – влажное выпадение загрязняющих веществ со снегом. Во-вторых, это загрязнение уже выпавшего снега в результате сухого выпадения загрязняющих веществ из атмосферы, а также их поступления из подстилающих почв и горных пород.

Взаимоотношение между сухими и влажными выпадениями зависит от многих факторов, главными из которых являются: длительность холодного периода, частота снегопадов и их интенсивность, физико-химические свойства загрязняющих веществ, размер аэрозолей.

В связи с большой интенсивностью процессов влажного вымывания, для оценки регионального и глобального загрязнения, доля сухих выпадений обычно составляет 10-30%. Вблизи локальных источников при больших выбросах грубодисперсных аэрозолей, картина может меняться на обратную, т.е. на долю сухих выпадений может приходиться от 70 до 90%.

Сравнительный анализ содержания загрязняющих веществ в снеговой талой воде представлен на диаграммах (рис. 2–6.).

Содержание хлоридов изменяется от 0,6 мг/дм³, до 3,9 мг/дм³ со средним значением 1,7 мг/дм³. Концентрация железа изменялась от 0,008 до 0,290 мг/дм³ со средним значением в 0,057 мг/дм³. Содержание цинка изменяется от 0,003 мг/дм³, до 0,120 мг/дм³ со средним значением 0,026 мг/дм³.

Минимальное содержание фенолов составило меньше разрешающей способности выбранного метода анализа, максимальное 3,70 мг/дм³ со средним значением в 0,87 мг/дм³. Минимальная концентрация нефтепродуктов составила меньше разрешающей способности выбранного метода анализа, максимальная 0,71 мг/дм³ со средним значением в 0,13 мг/дм³.

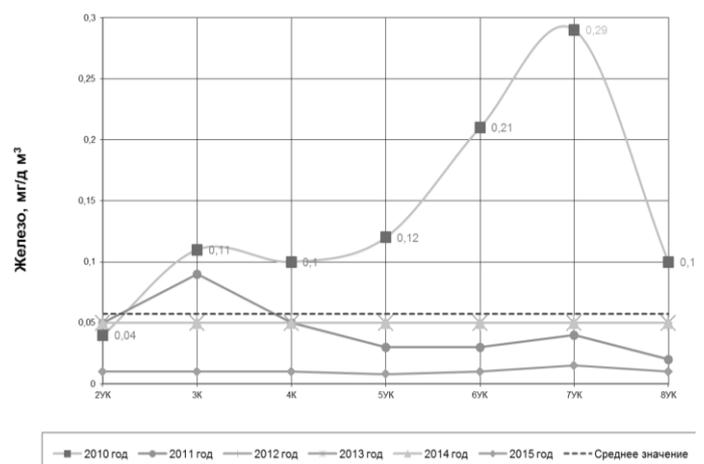


Рис. 2. Содержание железа общего в снеговой талой воде за 2010–2015 гг..

На построенных диаграммах видно, содержание загрязняющих веществ меняется разнонаправлено. Концентрация железа общего и цинка, в 2013–2015 гг..

имеет тенденцию к уменьшению, так же значительно уменьшилось содержание фенолов в снеговой талой воде. Вместе с тем, содержание нефтепродуктов в 2013-2015 гг. выросло, и колеблется около значения в 0,25 мг/дм³. В 2013-2015 гг. наблюдается тенденция к росту концентрации хлоридов.

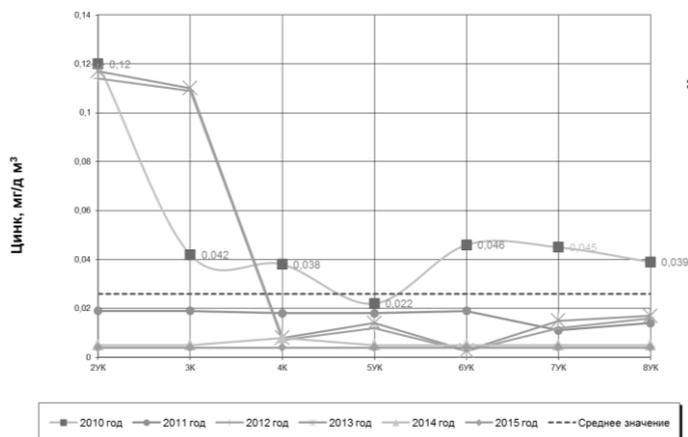


Рис. 3. Содержание цинка в снеговой талой воде за 2010-2015 гг..

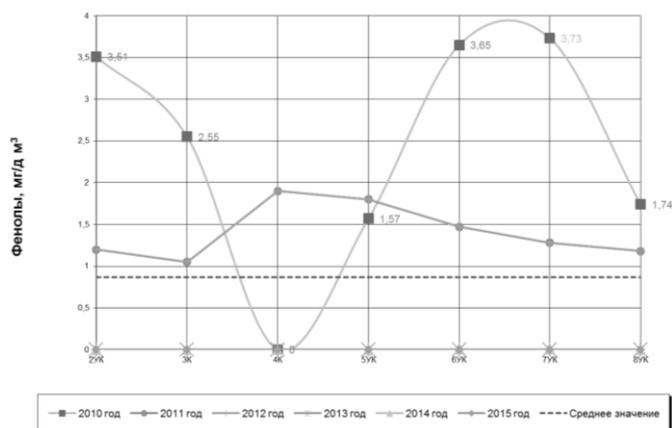


Рис. 4. Содержания фенолов в снеговой талой воде за 2010-2015 гг..

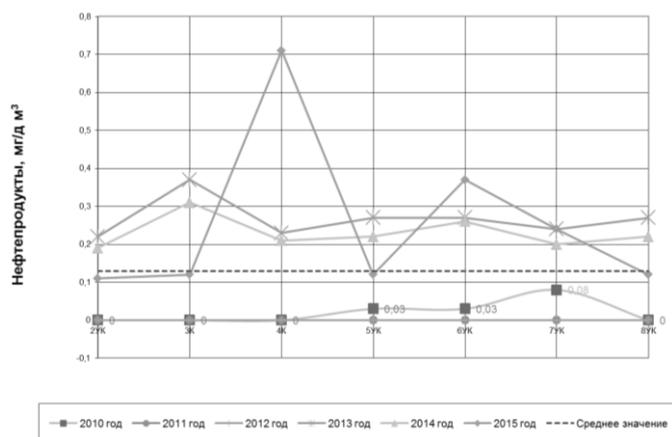


Рис. 5. Содержания нефтепродуктов в снеговой талой воде за 2010-2015 гг.

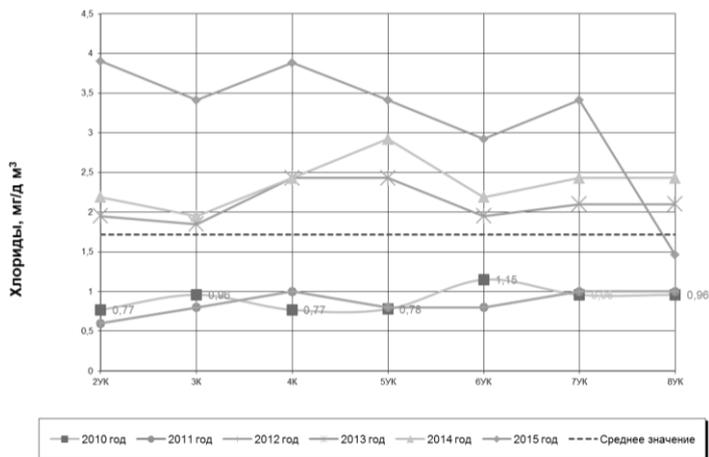


Рис. 6. Содержания хлоридов в снеговой талой воде за 2010-2015 гг.

Единичные высокие значения загрязняющих веществ, без схожих повышений концентраций компонентов в других точках отбора предположительно обусловлены локальным загрязнением не связанным с работой площадки УКПГ.

Повышенное содержание нефтепродуктов и фенолов вызывает обеспокоенность, оно, по нашему мнению, является следствием загрязнения атмосферных осадков другими недропользователями (объектами нефтедобывающих предприятий, расположенных в непосредственной близости к объектам Губкинского газового месторождения).

Литература:

1. РД 52.04.186 – 89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».
2. Постановление Правительства ЯНАО от 14.02.2013 N 56-П (ред. от 26.11.2013) "О территориальной системе наблюдения за состоянием окружающей среды в границах лицензионных участков на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа".
3. Устройство южного участка Губкинского месторождения. ТЭО. Охрана окружающей среды. ОВОС. – ТюменНИИгипрогаз, 1997. – 186 с.

АНАЛИЗ НАБЛЮДЕНИЙ ЗА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ПОДЗЕМНЫХ ВОД АПТ-СЕНОМАНСКОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА ПРИ ЗАХОРОНЕНИИ СТОЧНЫХ ВОД НА ПОЛИГОНЕ ГУБКИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.В. Васильев, М.С. Мимеев

ЗСФ ИНГГ СО РАН, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: radan92@list.ru

Разработку сеноманской газовой залежи (ПК₁) Губкинского месторождения осуществляет ЗАО «Пургаз» с 1999 г. Основной производственной деятельностью предприятия является добыча, подготовка и транспортировка газа годовым объемом добычи 15 млрд.м³.

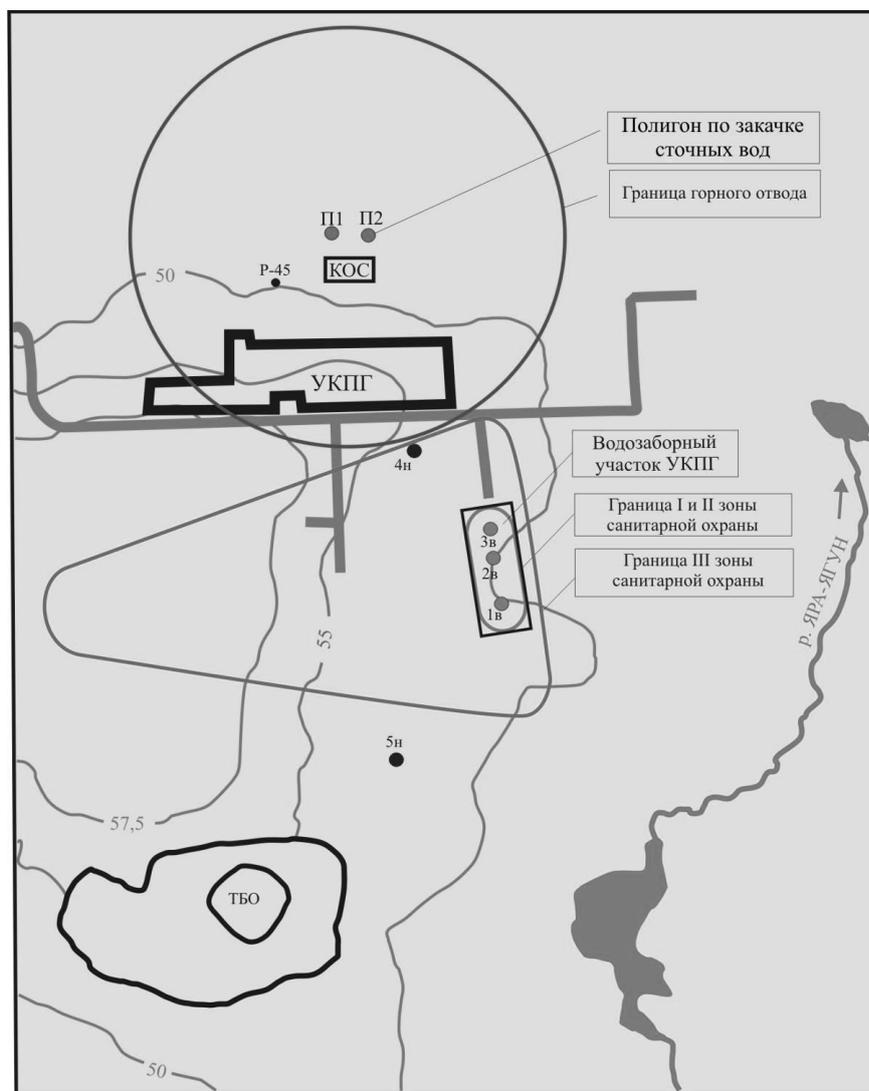
В процессе эксплуатации объектов добычи газа накапливаются сточные воды, подлежащие утилизации. К сточным водам, сбрасываемым в водоемы, предъявляются жесткие требования по предельно допустимой концентрации ряда компонентов, являющихся специфичными для предприятий газовой промышленности.

Закачка промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод в поглощающий апт-сеноманский гидрогеологический комплекс на УКПГ Губкинского газового промысла начата с 2000 г. Среднесуточный объем стоков, закачиваемых в пласт-коллектор, регламентируется лицензионным соглашением и не превышает $138,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Величина давления нагнетания на устье скважины допускается не более 5 МПа. Закачка стоков осуществляется под газовую залежь (на 100 м ниже

ГВК) в интервалы, характеризующие наилучшие фильтрационные свойства (750-1050 м).

В результате работы УКПГ, образуются хозяйственно-бытовые и промышленных стоки, для их последующей утилизации был создан полигон захоронения сточных вод. На полигоне работают две поглощающие скважины №-1П и №-2П (рис. 1), конструкция которых представлена в табл. 1. Для наблюдения за распространением сточных вод в поглощающем горизонте используется пробуренная в 1972 г. разведочная скважина Р-45 глубиной 3001 м.

Захоронение осуществляется на глубинах 750-1100 м в апт-сеноманский водоносный горизонт. По данным режимных наблюдений за 2015 г. в поглощающий водоносный горизонт фактически закачано 42778 м^3 ($117,2 \text{ м}^3/\text{сут}$) сточных вод.



Условные обозначения:

- 3в ● - эксплуатационная скважина на водозаборе подземных вод
- 5н ● - наблюдательная скважина водозабора
- 1П ● - поглощающая скважина на сточные воды
- Р-45 ● - наблюдательная скважина на сеноманский водоносный комплекс

Рис. 1. Санитарно-защитные зоны водозабора и полигона захоронения сточных вод УКПГ Губкинского газового промысла.

Основные параметры поглощающих скважин П-1 и П-2

Таблица 1

Данные по скважинам	Скважина 1П	Скважина 2п
Направляющая колонна диаметром 324 мм	165 м	152 м
Кондуктор диаметром 245 мм	503 м	497 м
Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм	1018 м	1023 м
Искусственный забой	1001 м	1000 м
Интервалы перфорации	871-884; 890-899; 912-940 м	866-887; 912-940 м
НКТ с подъёмным оборудованием диам. 89 мм	1001	998
Интервалы установки фильтров	874-884; 890-898; 921-940 м	865-884; 921-940 м
Глубина установки пакера	860	854
Исследование приемистости скважин ЦА-320		
1 этап при Р= 0 атм	382 м ³ /сут	384 м ³ /сут
2 этап при Р= 4 атм. для 1П и Р=2 атм для 2П	665 м ³ /сут	960 м ³ /сут
3 этап при Р= 10 атм. для 1П и Р=8 атм. для 2П	1080 м ³ /сут	1309 м ³ /сут

В соответствии с требованиями лицензионного соглашения, выполняются работы по мониторингу за захоронением хозяйственно-бытовых и промышленных стоков [1-3].

Состав стоков, их подготовка и темпы закачки в пласт-коллектор, регламентируется условиями лицензионного соглашения. На проектируемых площадках предусмотрены отдельные сети хозяйственной и производственно-дождевой канализации. Очистные сооружения расположены на площадке УКПГ. Хозяйственные стоки очищаются на биодисках с доочисткой и

обеззараживанием (гипохлоритом натрия), а промдодельные – в отстойнике и двухступенчатом фильтре.

Геологической службой ООО «Газпром добыча Ноябрьск» производится отбивка забоя, замер пластового давления, статических уровней и температуры вод скважины Р-45 и поглощающих скважин П-1, П-2. Результаты замеров фиксируются в соответствующих актах. Наблюдения за динамикой статических уровней по этим скважинам ведётся с июня 1999 г., данные представлены в табл. 2 и на рис. 2.

Таблица 2

Динамика статических уровней пьезометрических скважин Губкинского месторождения

Дата замера	Q тыс.м ³ накоплен (утилиз)	1-П			2-П			Р-45		
		Нст, м	Рпл, атм.	Нзаб, м	Нст, м	Рпл, атм.	Нзаб, м	Нст, м	Рпл, атм.	Нзаб, м
Июнь 1999	0,002	27,0			24,0			27,0		
Сентябрь 1999	0,504	11,9		1001,0	10,3		998,0	13,3		1012,0
Декабрь 1999	3,844	11,9	90,04	1001,0	16,3	89,33	998,0	25,9	88,74	1012,0
Март 2011	165,729	165,4	61,72	935,8	162,0	61,59	868,0	164,3	62,78	933,0
Июнь 2011	169,225	181,2	60,87	934,6	182,6	60,99	868,0	174,6	61,35	933,0
Сентябрь 2011	172,467	187,0	60,49	996,0	185,0	60,50	921,5	171,3	61,14	933,0
Декабрь 2011	176,112	192,0	59,90	870,0	195,0	59,93	935,8	183,0	60,50	933,0
Март 2012	179,86	186,1	59,04	876,7	184,0	60,10	872,1	174,0	61,26	932,2
Июнь 2012	183,075	165,0	61,89	890,8	168,0	60,83	992,8	172,0	60,97	932,1
Сентябрь 2012	186,277	174,7	60,76	981,2	182,0	59,85	916,3	176,0	60,28	932,1
Декабрь 2012	189,840	182,5	60,43	924,9	190,0	59,93	867,0	182,1	60,83	929,3
Март 2013	193,402	186,3	60,11	891,00	185,0	60,01	870,0	184,7	60,53	929,3
Июнь 2013	196,512	186,8	60,01	924,90	185,3	59,92	965,6	184,8	60,48	930,0
Сентябрь 2013	199,599	188,9	58,76	940,50	189,3	58,82	948,0	184,5	59,62	933,0
Декабрь 2013	-	185,8	58,52	940,00	185,3	58,44	947,7	184,2	59,52	933,0
Март 2014	205,7	193,0	58,06	922,3	205,0	57,02	916,7	184,7	59,79	933,7
Июнь 2014	208,7	168,5	61,22	965,3	172,0	60,88	959,0	182,0	59,59	933,7
Сентябрь 2014	211,561	112,4	65,59	981,4	180,0	60,25	963,3	198,0	58,53	933,7
Декабрь 2014	214,571	173,6	59,62	944,71	162,2	60,18	894,3	196,0	58,56	933,5
Март 2015	218,052	196,0	58,21	944,34	210,1	57,00	894,3	185,0	59,64	933,5
Июнь 2015	220,751	203,0	57,80	940	212,0	56,90	894,3	198,0	58,22	933,5
Сентябрь 2015	223,214	209,8	57,20	908	211,2	57,02	984,0	211,5	57,7	933,5
Декабрь 2015	226,100	201,6	57,88	901	206,1	57,44	976,0	211,3	57,73	933,5

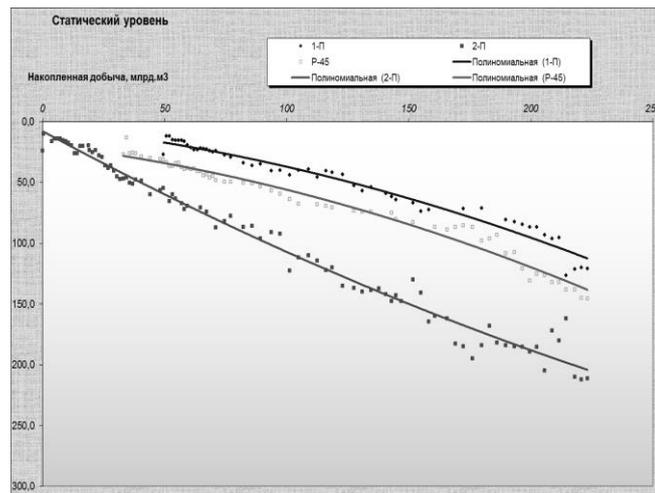


Рис. 2. Динамика статических уровней на полигоне по закачке сточных вод УКПГ Губкинского газового промысла за период 2001-2015 гг..

Разработка Губкинского газового месторождения ведётся при естественном (природном) режиме залежи, без использования систем поддержания пластового давления. В 2015 г. падение пластового давления, в среднем по месторождению, составило 30 атмосфер (50 % от начального давления).

Подземное захоронение сточных вод неизбежно ведёт к локальному повышению давления и статических уровней в поглощающем горизонте, но согласно табл. 2 и рис. 2 мы видим, что в поглощающих скважинах 1П, 2П и Р-45 этого не происходит. Таким образом, мы можем сделать вывод, что влияние на поглощающий горизонт, полностью компенсируется падением давления в газовой залежи и при существующем режиме добычи риск перетекания загрязнённых вод в вышележащие горизонты исключён.

Литература:

1. Гидрогеологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. (Методическое руководство). РД 51-31323949-48-2000. Газпром, 2000.
2. Подготовка вод к закачке в поглощающий горизонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на НГМ ОАО «Газпром» севера Западной Сибири. СТО Газпром 2-1.19-049-2006. – М., 2006, ИРЦ. – 54 с.
3. СТО Газпром 18-2005 «Гидрогеологический контроль на специализированных полигонах размещения жидких отходов производства в газовой отрасли». – ВНИИГаз 2006., ИРЦ. – 64 с.

ПРИМЕНЕНИЕ КОРМОВОЙ ДОБАВКИ ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ПТИЦЕФАБРИКЕ ОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Заболотных, А.Ю. Надточий

Омский ГАУ, г. Омск, Россия

E-mail авторов: ulyasheva-anastasiya@mail.ru

С начала нового тысячелетия рост численности населения нашей планеты значительно увеличился, что делает вопрос обеспечения населения продовольствием всё более актуальным.

На этом фоне продукция птицеводства, за последнее десятилетие, шагнула существенно вперед. Это отрасль требует преимущественно малого расхода кормов, отличается коротким периодом воспроизводства и возможностью регулирования свойств и качества продукции [1, 2]. Однако возрастающее экономическое давление на производителей провоцирует поиск дополнительных кормовых средств, обеспечивающих высокую продуктивность и сохранность поголовья. В последнее время в связи с запретом применения антибиотиков и стимуляторов роста, всё чаще стали использоваться пробиотические и пребиотические добавки, а так же их смеси – синбиотики.

Сегодня на одной из крупнейших птицефабрик Западной Сибири поставлен опыт по применению синбиотического препарата «ПоултриСтар». Инновационный продукт «ПоултриСтар» зарубежной компании Биомин был разработан для улучшения состояния и функций кишечника и повышения устойчивости птицы к заражению патогенами. С развитием этой линии синбиотических продуктов, совмещающей полезные качества пробиотиков и пребиотиков, индустрия получила альтернативу антибиотикам в виде натуральных кормовых добавок, способных улучшить здоровье кишечника, благополучие и производственные показатели животных. Это первая в своем роде продукция, получившая одобрение Европейской комиссии. Фактически это является научным подтверждением того, что использование данного продукта не только безопасно для животных, людей и окружающей среды, но и приводит к благоприятному эффекту.

Эксперимент данного препарата проведен в условиях птицефабрики ЗАО «Иртышское» Омского района Омской области. Опыт поставлен на цыплятах кур яичного кросса Декалб Уайт в возрасте до 100 дневного возраста. Из общего вывода было сформировано три группы: две опытные и одна контрольная. Поголовье контрольной группы – 93920 голов, а в опытных: первая группа – 51710 голов, вторая группа – 39170 голов.

При проведении научно-хозяйственного опыта условия содержания, кормления и поения всех групп

были одинаковыми. Доступ к воде и корму был свободный. Ветеринарно-профилактические мероприятия проводились согласно утвержденного плана, принятого на птицефабрике.

В рацион опытных групп был введен синбиотический препарат «ПоултриСтар ме», добавляемый в дозировке 1 кг/т готового корма, с первого по 35-й день, то есть рацион молодняка 0-5 недельного возраста. А так же синбиотический препарат «ПоултриСтар сол» в дозировке 20 г/1000 птиц в день добавлялся в питьевую воду в первые три дня, с 35-го по 37-й день, с 63-го по 65-й и с 98-го по 100-й день.

Зоотехнические показатели выращивания цыплят при использовании в рационе кормовых добавок.

Живая масса (в граммах) на момент вывода во всех группах была 37; в первую неделю: в опытных группах – 59, в контроле – 65; во вторую неделю: в I группе – 104, во II группе – 107, в контроле – 114; на третьей неделе: в опытных группах – 164, в контроле – 178; на пятой неделе: в I группе – 284, во II группе – 335, в контроле – 330; за десятую неделю: в I группе – 864, во II группе – 876, в контроле – 799 и тринадцатая неделя: в I группе – 1078, во II – 1083, в контроле – 1011. Средний вес одной головы (г) на 94 сутки в I группе – 1069, во II группе – 1117, в контроле – 1092.

Однородность: в I группе – 92%, во II группе – 96%, а в контроле – 90%.

Сохранность: в I группе – 96,8%, во II группе – 98,1%, а в контроле – 98,5%.

Расход корма на выращивание (кг): в I группе – 204590, во II группе – 171390, а в контроле – 392520.

При изучении влияния препаратов на рост цыплят установили, что скормливание молодняку сухого синбиотика первых дней выращивания не дало изменений в живой массе. В то время как сухая добавка позволила на пятой неделе выровнять живую массу с контрольной группой, а после опередить контроль на 70 г с головы к 13 неделе, далее к 94-му дню средний вес одной головы второй группы продолжила опережать контроль.

Такой показатель, как однородность во второй группе был существенно выше контроля, что составило 6%, а вот сохранность опытных групп оказалась ниже ожидаемого результата.

Опыт показывает незначительные улучшения зоотехнических показателей, что весьма спорно и требует статистических расчетов. Так же будет проведено дальнейшее исследование таких показателей как: разнос кур, яйценоскость, ветеринарно-санитарная оценка яиц и другие.

Литература:

1. Антипова Л., Бердников В., Петров О. Влияние способа содержания цыплят-бройлеров на качество мяса // Птицеводство. – 2005. – № 2.
2. Скворцова Л.Н. Научно-практическое обоснование использования новых кормов и кормовых добавок для повышения биологического статуса мясной птицы: диссертация ... докт. биол. наук: 06.02.10, 06.02.08. – Волгоград, 2010. – 342 с.

СЕЛЕКЦИОННО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КОРОВ РАЗЛИЧНЫХ ГЕНОТИПОВ

И.П. Иванова

Омский ГАУ им. П.А. Столыпина, г. Омск, Россия

E-mail автора: ip.ivanova@omgau.org

Современные требования к молочному скотоводству в основном определяются экономической эффективностью производства молока. При развитии отечественного животноводства в настоящее время остро стоит задача по совершенствованию животных местной селекции, в направлении сочетания высокой продуктивности, технологических качеств и продолжительного хозяйственного использования.

Правильная организация зоотехнического отбора и подбора родительских пар невозможна без знания генетической ситуации в отдельных стадах и популяции в целом, так как благодаря этому можно увеличить темпы селекционного процесса.

Селекционные признаки – это количественные признаки, для изучения которых требуются методы генетического анализа, которые позволяют изучить и закономерности изменчивости, и взаимосвязи между признаками [1].

Источником данных для проведения исследований являлись сведения первичного зоотехнического учета коров черно-пестрой породы из хозяйств Омской области. Группировка животных проводилась в зависимости от кровности по голштинской породе.

Селекция животных на увеличение показателей количественных признаков может быть эффективна при учете степени изменчивости, наследуемости, повторяемости и величины и направления корреляционных взаимосвязей между селекционными признаками животных.

Изменчивость обеспечивает степень разнородности животных в популяции, и является основой отбора. С возрастом кровности по улучшающей породе наблюдается снижение коэффициента вариации удоя коров – первотелок. Максимальная изменчивость удоя наблюдается у коров с относительно низкой кровностью по голштинской породе. Высококровные голштинизированные животные обладают меньшей изменчивостью, что связано с их отселекцированностью в ряде поколений по изучаемому признаку.

Сложившиеся производственные условия не позволяют генетической изменчивости проявиться в полной мере, поэтому при изменении условий кормления и содержания животных показатели изменчивости признака изменятся.

Важным селекционно-генетическим параметром, позволяющим проводить селекцию одновременно по нескольким признакам, является коэффициент корреляции между признаками. Положительная корреляционная взаимосвязь обуславливает, что проводя селек-

цию по улучшению одного признака, можно ожидать улучшение второго. Так у низкокровных по голштинской породе коров наблюдается высокая положительная взаимосвязь между удоем и содержанием молочного жира, коэффициент корреляции по данной паре признаков составил 0,71. Нарастание кровности по голштинской породе приводит к изменению направления взаимосвязей между удоем за лактацию и содержанием молочного жира. Коэффициент корреляции варьирует от $-0,11$ до $-0,21$. Отрицательная взаимосвязь между удоем за лактацию и содержанием молочного жира у высококровных коров по голштинам объясняется тем, что данные животные обильномолочны по сравнению с низкокровными сверстницами.

Положительная корреляционная зависимость удоя и живой массы гарантирует, что, проводя селекцию на увеличение живой массы, можно прогнозировать прирост молочной продуктивности. С возрастанием кровности по улучшающей породе до 75% эта связь усиливается, свидетельствуя о необходимости проведения углубленной селекционной работы по показателям молочной продуктивности. В группе коров с кровностью более 75% по голштинам взаимосвязь между удоем и живой массой слабая отрицательная.

Во всех группах коэффициенты корреляции “мать-дочь” по признакам молочной продуктивности у коров черно-пестрой породы не высоки, что свидетельствует о существенном влиянии отцовской основы на продуктивные качества потомства.

Коэффициенты наследуемости находятся в пределах от $-0,12$ в группе с кровностью 63-75% до $0,2$ – при кровности более 75%.

Для успешного ведения селекционной работы по совершенствованию племенных и продуктивных качеств животных современная популяционная генетика предусматривает изучение повторяемости признаков, которая означает, в какой мере уровень продуктивности данного животного в текущем году повторяется в последующие годы, при сохранении для стада обычных условий кормления и содержания. Высокое значение коэффициента повторяемости может служить надежным показателем отбора животных по первым измерениям их продуктивности [1].

Повторяемость молочной продуктивности возрастает с ростом кровности по голштинской породе. Высокий уровень продуктивности коров обеспечивает более достоверную оценку животных на разных этапах развития.

Таким образом, с учетом селекционно - генетических параметров коров с различным генотипом, организация племенной работы требует различных подходов.

Литература:

1. Черных А.Г., Юрченко Е.Н., Иванова И.П. Селекционно-генетические параметры молочной продуктивности коров в СПК «Большевик» // Российский электронный журнал. – 2014. – № 3 (9). – С. 78-88.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ ВОД ТАЗОВСКОГО РАЙОНА И ОЦЕНКА ИХ УСТОЙЧИВОСТИ К ПРОЦЕССАМ ЗАКИСЛЕНИЯ

А.С. Кононова¹, Т.А. Кремлева², Р.И. Тимшанов¹

¹ЗСФ ИНГГ СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский ГУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: KononovaAS@ipgg.sbras.ru

В северных районах Западной Сибири одним из основных источников загрязнения водных экосистем являются объекты нефтепромышленной инфраструктуры (поисково-разведочные скважины и кустовые площадки эксплуатационного бурения, магистральные нефте- и газопроводы, объекты нефтепереработки). Уже на стадии бурения скважин в поверхностные водоносные комплексы вместе с буровым раствором и шламом выбуренных пород попадает значительное число химических реагентов: разжижители, термостабилизаторы, эмульгаторы, кислоты, ПАВ, органические растворители, ингибиторы отложений солей и коррозии [1]. Вместе с нефтью извлекаются высокоминерализованные пластовые воды, часть из которых аккумулируется в ближайших водоемах. В результате происходят значительные изменения общего химического состава вод. На современном этапе развития общества проблема загрязнения водоемов осложняется подкислением вод в результате выпадения кислых атмосферных осадков, механизм образования которых связан с вымыванием из атмосферы окислов азота и серы, образующихся в результате сжигания попутных газов, топлива и других видов хозяйственной деятельности человека. Подкисление приводит к изменению ионного состава воды, вымыванию тяжелых металлов, снижению буферной способности природных систем [2]. Районы севера Тюменской области характеризуются особенными климатическими условиями. Низкие среднегодовые температуры воздуха ослабляют процессы водной эрозии, а неразвитость почвенного покрова делает геохимический состав подстилающих пород главным фактором в формировании гидрохимии поверхностных вод. Избыточное увлажнение территорий приводит к низкой минерализации и олиготрофному характеру вод, поэтому любое поступление кислотообразующих веществ способно нарушить ионное равновесие и привести к закислению водоемов [2,3].

В связи с этим особую актуальность приобретают исследования, направленные на разработку простых и достоверных способов оценки буферных свойств (экологического резерва) пресноводных экосистем по отношению к природному и антропогенному закислению. Целью данной работы является совершенствование методов количественной оценки буферной емкости природных вод, оценка способности природных объектов к самовосстановлению, сравнение экспериментальных результатов определения буферной емкости природных систем с расчетными данными.

Методы определения буферной ёмкости.

Буферные свойства природных вод обусловлены главным образом содержащимися в них свободными

Данные по отбору проб

№ пробы	Дата отбора	Объект
10	07.04.2016	Озеро без названия
11	07.04.2016	р. Пандымыяха, приток №7 (из отстойника)
12	07.04.2016	р. Пандымыяха, пост №4
13	07.04.2016	р. Пандымыяха, пост №1
14	07.04.2016	р. Пандымыяха, пост №2
15	16.08.2015	Озеро без названия (базовое) в р-не с. Антипаюта
16	12.08.2015	Озеро без названия в р-не с. Антипаюта
17	15.08.2015	Озеро без названия в р-не с. Антипаюта
18	17.08.2015	Река Нероседаяха в р-е с Антипаюта
19	17.08.2015	Река Нгэваноётаяха в р-не с Антипаюта

диоксидом углерода и гидрокарбонатными ионами. Кроме того, на них может влиять содержание гумусовых веществ или в отдельных случаях повышенное содержание легкогидролизующих солей, основных карбонатов и гидроксидов, возникающих в результате поглощения диоксида углерода при фотосинтезе. Карбонат-, гидрокарбонат- ионы и анионы гумусовых кислот – основные компоненты природных буферных систем [4].

Экспериментальный метод.

Согласно методике определения буферной емкости фильтрованная природная вода титруется раствором соляной кислоты. Для определения равновесной концентрации ионов водорода в процессе титрования фиксируется значение рН. По результатам титрования определяют буферную емкость, построив график в координатах $\Delta p/\Delta pH=f(pH)$. Значение буферной емкости определяется по максимуму при рН, равно значению pK_a сопряженной кислоты, если учитывается равенство концентраций сопряженных пар.

Расчетный метод. Для оценки буферной емкости расчетным способом необходимо знать равновесные концентрации сопряженных форм компонентов буферной смеси. Если известна концентрация гидрокарбонат-ионов и значение рН природных вод, то равновесные концентрации компонентов буферной смеси можно рассчитать через мольные доли соответствующих форм.

$$p_{HCO_3^-} = 2,3 \cdot \frac{\alpha_{H_2CO_3} \cdot \alpha_{HCO_3^-} \cdot C(H_2CO_3, HCO_3^-)}{(\alpha_{H_2CO_3} + \alpha_{HCO_3^-})}$$

где $C(H_2CO_3, HCO_3^-)$ – общая концентрация минеральных форм углерода, моль-экв/дм³, α – мольная доля сопряженной кислоты или основания. Мольные доли $\alpha_{H_2CO_3}$ и $\alpha_{HCO_3^-}$ рассчитываются по формулам:

$$\alpha_{H_2CO_3} = \frac{[H^+]}{[H^+] + K_a} = \frac{10^{-pH}}{10^{-pH} + 4,3 \cdot 10^{-7}}$$

$$\alpha_{HCO_3^-} = \frac{K_a}{[H^+] + K_a} = \frac{4,3 \cdot 10^{-7}}{10^{-pH} + 4,3 \cdot 10^{-7}}$$

где $[H^+]$ – равновесная концентрация ионов водорода, K_a – константа кислотности угольной кислоты.

В качестве расчетного значения буферной емкости принимается значение буферной емкости при рН=6,4 (по аналогии с экспериментальным методом). Так же в работе была рассчитана гидрокарбонатная буферная емкость при начальных значениях рН - $p_{нач}$.

Объекты исследования.

Пункты отбора проб, используемых в данной работе, были расположены в Тазовском районе Тюменской области. Территория исследований представлена водотоками, относящимися к бассейну Карского моря, а так же озёрами и болотами. Питание рек осуществляется за счёт талых снеговых вод, дождей и грунтовых вод. Талый снег образует до 80%, дождевые воды до 30%, а грунтовые воды до 15% стока. Большая его часть приходится на весеннее половодье (70-80%) [5].

Пробы воды были отобраны сотрудниками ЗСФ ИНГГ СО РАН в апреле 2016 г. и экспедицией ТюмГУ (сотрудниками Института наук о Земле) в августе 2015 г. на территории Тазовского района. Информация по месту и времени отбора проб приведена в табл. 1.

В рамках данной работы в пробах были определены: рН, цветность, содержание главных ионов (Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ , NH_4^+ , Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^-), щелочность (Alk), а также содержание микроэлементов (Al, Fe, Mn и др.). Результаты определения этих показателей, статистическая обработка данных и классификация объектов исследования приведены в таблице 2.

Согласно классификации по значению минерализации все водные объекты относятся к категории ультрапресных, преобладающий тип вод по ионному составу – гидрокарбонатные, лишь один природный объект относится к сульфатному классу. Результаты определения буферной емкости природных вод экспериментальным и расчетным способом, природных вод приведены в табл. 3.

Анализируя полученные данные, можно отметить, что разница между расчетным и экспериментальным значениями буферной емкости находятся в пределах погрешности анализа. Следовательно, для оценки буферной емкости водоемов, например, в ходе экологического мониторинга, достаточно использовать данные по рН и содержанию карбонат- и гидрокарбонат-ионов. Методики определения этих показателей достаточно просты для выполнения, относятся к разряду экспрессных, и могут быть поставлены в полевых условиях (не требуют наличия специальных лабораторных помещений).

В целом речные пробы закономерно показывают более высокие значения буферной емкости по сравнению с озерными, т.к. постоянное обновление воды повышает способность к нейтрализации кислот. Озерные системы характеризуются гораздо меньшим водообменом и более уязвимы к закислению. В этом отношении показательны значения буферной емкости в пробе №11, отобранной с отстойника (приток реки Пандымыяха). Величина начального значения рН меньше 5,5 ед. рН, что затрудняет экспериментальное определение буферной емкости. Объект относится к сульфатному классу, имеет низкое значение цветности, что свидетельствует об антропогенной природе закисления.

Данные по водным объектам и их интегральные характеристики

Таблица 2

№	pH	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	NO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Цветность	Alk	Класс	Группа	Тип
	ед. pH	мг/дм ³							град. цв.	ммоль-экв /дм ³			
10	6,26	1,07	25,1	1,28	18,1	7,13	4,62	2,97	325	1,10	Гидрокарб.	Ca	I
11	5,26	0,69	28,4	<0,1	6,22	3,04	3,14	1,08	<1,0	0,21	Сульфат.	Ca	I
12	6,18	0,82	2,11	0,28	3,58	1,92	5,31	0,85	128	0,62	Гидрокарб.	Na	I
13	6,03	0,86	1,96	0,32	3,22	1,60	4,03	0,74	133	0,48	Гидрокарб.	Na	I
14	6,07	0,93	1,95	0,30	3,13	1,62	4,06	0,86	115	0,50	Гидрокарб.	Ca	I
15	7,08	3,16	1,30	2,26	3,08	0,96	1,63	0,88	80,1	0,50	Гидрокарб.	Ca	I
16	6,82	2,72	0,86	1,14	1,94	0,61	1,34	1,14	44,4	0,62	Гидрокарб.	Ca	I
17	7,24	2,78	1,14	1,23	4,17	1,38	1,31	0,89	108	0,61	Гидрокарб.	Ca	I
18	7,17	9,66	1,33	0,53	4,71	1,78	4,86	0,83	256	0,60	Гидрокарб.	Na	I
19	7,37	3,03	3,00	0,58	6,87	2,45	1,90	0,73	444	0,65	Гидрокарб.	Ca	I
Сред. знач.	6,55	2,57	6,71	0,88	5,50	2,25	3,22	1,10	181	0,59	-	-	-
Медиана	6,54	1,89	1,96	0,58	3,88	1,70	3,58	0,87	128	0,61	-	-	-
min	5,26	0,69	0,86	0,28	1,94	0,61	1,31	0,73	44,4	0,21	-	-	-
max	7,37	9,66	28,4	2,26	18,1	7,13	5,31	2,97	444	1,10	-	-	-

Таблица 3

Результаты определения буферной емкости (рН= 6,4 и рН=нач.) природных вод

№ пробы	π _{расч}	π _{эсп}	π _{нач}
	ммоль-экв/л		
10	0,3	0,28	0,623
11	-	-	0,032
12	0,16	0,18	0,341
13	0,11	0,13	0,238
14	0,13	0,15	0,255
15	0,1	0,1	0,157
16	0,08	0,08	0,276
17	0,15	0,17	0,147
18	0,13	0,13	0,163
19	0,24	0,23	0,123

Выводы:

1. Выполнена характеристика общего химического состава природных вод Тазовского районов. Согласно классификации по значению минерализации все водные объекты относятся к категории ультрапресных, преобладающий тип вод по ионному составу – гидрокарбонатные, существенно меньше доля сульфатных вод.

2. Проведено определение буферной емкости природных вод экспериментальным и расчетным способом. По результатам потенциометрического титрования природных вод получили удовлетворительное совпадение экспериментальных и расчетных значений буферной емкости, что позволяет заменить эксперимент расчетным методом.

3. При сопоставлении результатов определения буферной емкости выявлены наиболее уязвимые к поступлению кислотообразующих веществ объекты. К ним

относятся водоемы с преимущественно застойным типом вод. Речные системы не подвержены закислению.

Литература:

- Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 376 с.
- Моисеенко Т.И. Закисление вод: факторы, механизмы и экологические последствия. – М.: Наука, 2003. – 276 с.
- Кремлева Т.А., Паничева Л.П., Третьякова М.Н., Морозова Н.В. Оценка устойчивости малых озер севера Западной Сибири в отношении процессов закисления // Вестник Тюменского государственного университета. – 2013. – № 5. – С. 22-33.
- Потапова И.Ю., Лозовик П.А. Оценка устойчивости водных объектов Карелии к закислению по буферной емкости и кислотнейтрализующей способности // Водная среда Карелии: исследование, использование, охрана. Мат. II республиканской школы-конференции молодых ученых (20–21.02.2006). Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2006. – С. 93-98.
- Попов А.И. Природные условия Западной Сибири. – Москва: Изд-во Московского университета, 1973. – 172 с.

КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА В ОТХОДЯЩИХ ДЫМОВЫХ ГАЗАХ

В.С. Кочеткова, Б.Ю. Смирнов

Самарский ГТУ, г. Самара, Россия

E-mail авторов: boris_s57@mail.ru

Известно, что оксиды азота относятся к числу наиболее опасных загрязнителей атмосферного воздуха: они характеризуются не только повышенной токсичностью, но и, в силу своих физико-химических свойств, способны активно участвовать в ряде нежелательных атмосферных процессов.

Таблица 1

Объём выбросов NO_x (в пересчёте на NO₂) в атмосферный воздух от стационарных источников в 2011-2015 гг. в Российской Федерации [1-5]

Выбросы	Годы	2011	2012	2013	2014	2015
Общий объем выбросов от стационарных источников, тыс. т/год		19162,3	19630,3	18446,5	17451,9	17295,7
Объем выбросов NO _x от стационарных источников, тыс. т/год		1880,0	1937,5	1874,2	1805,5	1787,0
Доля выбросов NO _x в общем объёме выбросов от стационарных источников, %		9,81	9,86	10,16	10,35	10,33

Формирование фотохимического смога, повышение кислотности атмосферных осадков, образование тропосферного и сокращение количества стратосферного озона - все это «заслуга» оксидов азота. При этом в части перечисленных процессов оксиды азота выполняют каталитическую функцию, что делает их особо опасными компонентами атмосферного газа.

Анализ сведений о загрязнении атмосферного воздуха, содержащихся в Государственных докладах «О состоянии и об охране окружающей среды РФ» за 2011 -2015 г.г. [1-5], показал, что общий объём выбросов в атмосферу от стационарных источников сократился за пятилетие на 9%, а объём выбросов оксидов азота – только на 5%. Доля последних в общем объёме выбросов за указанный период возросла, несмотря на то, что в 2015 г. наблюдался небольшой спад (табл. 1). Усреднённый за 2011-2015 гг. вклад рассматриваемого загрязнителя в общий объём выбросов от стационарных источников составляет 10,03%.

По данным Росгидромета в 2011 г. список городов (Приоритетный список) с наибольшим уровнем загрязнения атмосферы включал 27 городов, из них в 15 (55,6%) оксиды азота являлись веществами, определяющими их включение в этот список. В 2012 г. таких городов было 15 из 28 (53,6%), в 2013 г. – 14 из 29 (48,3%), в 2014 г. – 18 из 19 (94,7%), а в 2015 г. – 11 из 11 (100%) [1-5].

Среди стационарных источников эмиссии оксидов азота особо место занимают процессы генерации энергии за счёт сжигания различных видов топлива (более 50% [5]). Как было показано ранее, эффективность разработанных технологических мероприятий, направленных на снижение содержания оксидов азота в отходящих дымовых газах, мала [6]. Это обстоятельство делает необходимым совершенствование методов очистки отходящих газов от оксидов азота.

Актуализированный в рамках настоящей работы выполненный ранее аналитический обзор [6] показал, что приоритетные технологии очистки отходящих дымовых газов от оксидов азота основываются на их каталитическом и некаталитическом восстановлении, адсорбции и абсорбции. При этом, судя по публикационной активности, предпочтение в последние годы отдается методам каталитического восстановления оксидов азота с использованием различных реагентов: аммиака, метана, пропана, водорода, оксида углерода [6, 7].

В результате проведенного нами ранее термодинамического анализа восстановления оксидов азота в

отходящих дымовых газах было показано, что предельная эффективность химических схем с участием всех перечисленных восстановителей достаточно высока для их практической реализации [7].

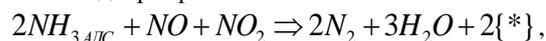
Примеры некоторых предлагаемых каталитических систем представлены в табл. 2.

Таблица 2

Катализаторы восстановления оксидов азота в отходящих дымовых газах

Восстановитель	Катализатор	Источник
Аммиак	Cu-CHA/Fe-ZSM-5	[8]
Октан	Ag-Al ₂ O ₃	[9]
Этилен	Pt-Ba/γ-Al ₂ O ₃	[10]
Пропилен	Sn-Ce/Al ₂ O ₃	[11]
Водород	Pt-Ba/γ-Al ₂ O ₃	[10]
Монооксид углерода	Pt-Ba/γ-Al ₂ O ₃	[10]
	Pt-Rh/Al ₂ O ₃	[12]
	Pt-Rh/Al ₂ O ₃ -CeO ₂	[13]

При применении в качестве восстановителя аммиака протекает процесс селективного каталитического восстановления оксидов азота. Для этого процесса разработан целый ряд катализаторов. Среди них предложена в [8] композиция, содержащая медный шабазитный (Cu-chabazite (CHA)) и железный цеолитный (Fe-ZSM-5) контакты. Разработанная авторами методика её приготовления приводит к получению монолитного катализатора с верхним тонким железным слоем и нижним основным медным слоем. Такая комбинация, по мнению авторов, позволила получить дополнительный эффект в реакции восстановления оксидов азота, реализующуюся через стадию их взаимодействия с адсорбированным аммиаком:



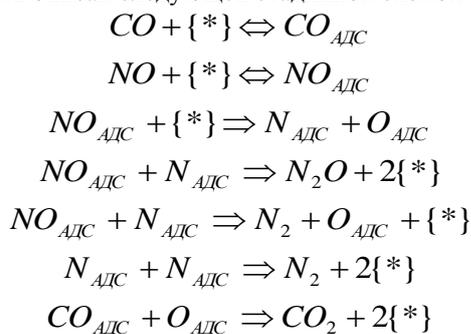
где {*} - вакантная адсорбционная область на поверхности катализатора.

Использование аммиака в качестве восстанавливающего агента в сочетании с катализом позволяет достичь более, чем 90%-ной степени очистки отходящих дымовых газов от оксидов азота. Однако, этот реагент требует точной дозировки и контроля, а также правильного хранения и транспортировки. Еще один

недостаток использования метода селективного восстановления – это катализаторы, большинство из которых обеспечивают удовлетворительные показатели очистки оксидов азота только при относительно низкой объемной скорости прохождения очищаемого газа через слой катализатора. Увеличение же объемной скорости ведет к нежелательному «проскоку» аммиака. Поэтому дополнительной проблемой становится улавливание этого токсичного вещества в уже очищенном газе.

Неселективное каталитическое восстановление оксидов азота реализуется при использовании в качестве реагентов водорода, углеводородов и оксида углерода. Как отмечалось ранее [7], наибольшую активность в этом процессе демонстрируют катализаторы, содержащие драгоценные металлы. Основным их недостатком является высокая стоимость.

Особое место среди возможных восстановителей оксидов азота принадлежит оксиду углерода. Этот токсичный компонент, как правило, уже содержится в отходящих дымовых газах и в присутствии соответствующего катализатора происходит восстановление оксидов азота, сопряженное с окислением оксида углерода до менее опасного диоксида. Этот процесс может быть описан следующей стадийной схемой [12]:



Использование катализа позволяет осуществить и безреагентное восстановление оксидов азота в отходящих дымовых газах. Этот метод основан он на селективном каталитическом разложении NO_x до молекулярного азота на нанодиспергированных (по существу, атомарно-диспергированных) металлических центрах *d*-металлов (Pt, Pd и др.) [14]. Для реализации такого процесса был разработан новый катализатор, который представляет собой блочный носитель из тонкой металлической ленты, на поверхности которого создан защитный оксидный слой, металлическая подложка слоя вторичного носителя Al_2O_3 (модифицированного добавками оксокомплекса церия и некоторых других компонентов), и, наконец, слой активных компонентов – синтезированных гетерополикомплексов.

Таким образом, выполненный нами краткий обзор свидетельствует о широких возможностях катализа в актуальных процессах очистки отходящих дымовых газов от оксидов азота.

Литература:

1. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2011 году. Государственный доклад. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1392>.
2. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2012 году. Государственный доклад. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1528>.

3. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2013 году. Государственный доклад. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1683>.
4. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 году. Государственный доклад. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1756>.
5. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2015 году. Государственный доклад. [Электронный ресурс].
6. Смирнов Б.Ю. Об очистке газовых выбросов от оксидов азота // Альманах современной науки и образования. – 2012. – № 5 (60). – С.124-126.
7. Смирнов Б.Ю. Термодинамический анализ восстановления оксидов азота в отходящих дымовых газах // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Том 11, № 1 (56). – С.122-123.
8. Pranit S.Metkar, Michael P.Harold, Vemuri Balakotaiiah. Experimental and kinetic modeling study of NH_3 -SCR of NO_x on Fe-ZSM-5, Cu-chabazite and combined Fe- and Cu-zeolite monolithic catalysts // Chemical Engineering Science. – 2013. – P. 51-66.
9. Derek Creaser, Hannes Kannisto, Jonas Sjoblom, Hanna Harelind Ingelsten. Kinetic modeling of selective catalytic reduction of NO_x with octane over Ag- Al_2O_3 // Applied Catalysis B: Environmental. – 2009. – № 90. – P. 18-28.
10. C.M.L. Scholz, K.M. Nauta, M.H.J.M. de Croon, J.C. Schouten. Kinetic modeling of NO_x storage and reduction with different reducing agents (CO , H_2 , and C_2H_4) on a Pt-Ba/ Al_2O_3 catalyst in the presence of CO_2 and H_2O // Chemical Engineering Science. – 2008. – № 63. –P. 2843-2855.
11. Zhiming Liu, Kwang Seok Oh, Seong Ihl Woo. Novel Sn-Ce/ Al_2O_3 catalyst for the selective catalytic reduction of NO_x under lean conditions // Catalysis Letters. – 2006. – Vol. 106, № 1–2. – P. 35-40.
12. Granger P. et al. Kinetics of the NO and CO Reaction over Platinum Catalysts // J. of catalysis. – 1998. – № 173. – P. 304-314.
13. Granger P., Delannoy L., Lecomte J.J. et al. Kinetics of the $CO + NO$ Reaction over Bimetallic Platinum-Rhodium on Alumina: Effect of Ceria Incorporation into Noble Metals // J. of catalysis. – 2002. – № 207. – P. 202-212.
14. Газаров П. А., Широков В. А., Газаров К. Р., Румянцева Н. А., Славин С. И. Новый каталитический безреагентный метод очистки оксидов азота в отходящих газах газоперекачивающих агрегатов КС // Защита окруж. среды в нефтегаз. комплексе. – 2010. – № 1. – С. 12-16.

ИЗУЧЕНИЕ ДЕФОРМАЦИИ РУСЛА РЕКИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Е.А. Курячая

Омский ГАУ, г. Омск, Россия

E-mail автора: adein_kea@mail.ru

Трубопроводы прокладываются в труднодоступных территориях, освоение которых связано с проектированием подводных переходов. Развитие трубопроводного транспорта – одно из условий роста экономики России.

Проектирование строительства и поддержание в рабочем состоянии магистральных трубопроводов требует геодезического сопровождения, составления различных картографических материалов, а также прогнозирования их деформаций. Совершенствование технологий комплексных топографо-геодезических изысканий, выполняющихся при строительстве и реконструкции магистральных трубопроводов, является, и в обозримом будущем будет являться актуальной задачей. Её решение неразрывно связано с созданием условий, предупреждающих технические причины аварий в трубопроводном транспорте и обеспечивающих экологическую безопасность окружающей среды. Аварийные ситуации в работе магистральных трубо-

проводов нередко возникают из-за недостаточной точности выполнения инженерно-геодезических работ при изысканиях и строительстве [1].

Анализ происшествий на подводных переходах магистральных трубопроводов показывает, что основной причиной аварий и неполадок на этих объектах следует считать недостаточно обоснованный выбор запаса глубины заложения трубопровода, которая должна быть ниже максимально возможной глубины размыва русла в створе перехода. Запасы глубины при проектировании перехода через водотоки имеют целью гарантировать принятую степень его безопасности при воздействии подмываемого водным потоком трубопровода. Русловые деформации являются объектом многочисленных научных исследований. Река по своему назначению является уникальным и далеко не безопасным природным объектом. Реки – это не каналы, они никогда не текут строго прямолинейно [2].

Хотя на территории Западной Сибири преобладает спокойный рельеф, реки изменяют положение своего русла и необходимо знать направление и возможные деформации речного русла. Подводные переходы магистральных трубопроводов относятся к гидротехническим сооружениям, и существует вероятность их разрушения под воздействием потока, так как возникают не предусмотренные проектом нагрузки, вызванные провисанием оголенной трубы, её вибрацией и другими видами воздействий. Эти факторы проявляются вследствие неучтенной деформации русла реки, поэтому требуются проведение мониторинга состояния русла, анализ результатов происходящих деформаций и их прогнозирование.

Анализ плановых и высотных деформаций русла реки проводится по результатам русловых съемок разных лет, с учетом сезонных деформаций. При проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте гидротехнических сооружений должно проводиться тщательное исследование деформации русла. Выбор методики для определения деформаций зависит от многих параметров. Качество анализа зачастую зависит не от технологии определения, а от точности и достоверности исходных материалов. Для установления скорости размыва дна на подводном переходе магистрального газопровода и выявления факторов, влияющих на количественные показатели размыва, возможно использование корреляционного и регрессионного анализа. Использование данных методов предполагает нормальное распределение. Этот способ наглядно представляет величину деформаций, однако при числе циклов наблюдений более двух наглядность деформаций на профиле затрудняется. Исходными данными для расчетов являются разности фактических отметок промерных точек галсов разных лет. В первую очередь вычисляются эмпирические моменты – математическое ожидание и стандарт [3]. Далее для проведения корреляционного анализа вычисляются значения уклонов между горизонталями в местах, где находились исследуемые отметки, а также определяются значения глубин по продольным профилям разных лет, и строится линия тренда. Тип линии тренда выбирается таким образом, чтобы величина достоверности аппроксимации составила наибольшую величину.

Полученные на основе регрессивного анализа результаты говорят о наличии зависимости между значением глубины подводного рельефа и величиной расхода фактических отметок разных лет, оцениваются эмпирическими уравнениями. Проведенные вычисления свидетельствуют, что при увеличении глубины среднее квадратическое отклонение имеет тенденцию возрастать. Таким образом, при помощи корреляционного и регрессионного методов можно сделать вывод о том, что имеется математически определенная тенденция деформации русла реки, последствия которой необходимо строго учитывать при строительстве и эксплуатации сооружений и на основании этого технически грамотно составлять экономико-геодезическое обоснование строительства.

Изучение русловой деформации в местах проектирования и строительства инженерных сооружений является не временным мероприятием, а важнейшей государственной задачей, направленной на сохранение и правильную эксплуатацию таких сооружений. Успешное её решение должно базироваться на четком инженерно-экономическом расчете, чему во многом способствуют приёмы и методы геодезии.

Литература:

1. Михелев Д.Ш., Киселев М.И., Михелев Д.Ш., Фельдман В.Д. Инженерная геодезия: учеб. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 480 с.
2. Седышев М.Е., Уваров А.И., Хлынцова Е.О. Геодезический мониторинг русловых деформаций в местах строительства и эксплуатации подводных переходов магистральных трубопроводов через реки Западной Сибири: монография. – Омск: Изд-во ФГОУ ВПО ОмГАУ, 2005. – 144 с.
3. СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. – М.: Минстрой России, 1977. – 44 с.

ПРОГНОЗ СОХРАНЕНИЯ БЛАГОПРИЯТНОГО КАЧЕСТВА ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ТЕРРИТОРИИ СРЕДНЕОБСКОГО БАСЕЙНА ХМАО-ЮГРА (НА ОСНОВАНИИ ОБЗОРА ДАННЫХ МОНИТОРИНГА ВОДОЗАБОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Ю.О. Русакова, М.В. Вашурина, А.А. Храмова

Западно-Сибирский Институт проблем геологии нефти и газа при ТИУ. г. Тюмень, Россия

Интенсивное развитие нефтедобывающей инфраструктуры на территории ХМАО-Югры неизбежно влечет за собой увеличение техногенной нагрузки на геологическую среду, в том числе на их составляющую – пресные подземные воды. Последние, с одной стороны, интенсивно используются для целей технического водоснабжения, в том числе систем ППД нефтяных месторождений. Интенсивный отбор из водозаборных скважин приводит к изменению гидростатического давления в водоносной толще, увеличивает скорость фильтрационного потока с поверхности, создавая условия для усиления инфильтрации загрязненных вод верхних водоносных горизонтов. С другой стороны, подземные воды подвержены угрозе загрязнения и потере питьевого качества в связи с вскрытием недр при бурении скважин различного назначения с приме-

нением химических реагентов, а также нарушении технологического процесса при реализации системы поддержания пластового давления, что также создает возможность проникновения в них загрязняющих компонентов [1]. В связи с этим, для осуществления контроля состояния пресных подземных вод на всех водозаборах предусматривается ведение мониторинга.

Одним из показателей, характеризующих состояние пресных подземных вод, является сохранение их природного химического состава. Мерой оценки, при этом принимаются предельно допустимые концентрации компонентов (ПДК), установленные действующим законодательством для питьевых вод [2]. Достаточно стабильное ведение мониторинга подземных вод организовано на крупнейших Самотлорском, Красноленинском, Приобском месторождениях с 2005 г.

Основной объект наблюдения – водоносный горизонт атлымской и новомихайловской свит, приуроченный к отложениям олигоцена, используемый на территории ХМАО-Югры для централизованного водоснабжения населения. В настоящее время определены основные показатели, компоненты химического состава, регламент мониторинговых наблюдений.

За период 2005-2016 гг. на Самотлорском месторождении отобрано 2137, Красноленинском – 431, Южно-Приобском 113 проб пресных подземных вод на полный (по СанПиН) и сокращенный перечень компонентов.

Анализ данных наблюдений позволил отметить следующее:

1. В целом, основной химический состав подземных вод продуктивного горизонта за период наблюдений не изменился (рис. 1).

2. Качество подземных вод в основном соответствует питьевому назначению, за исключением, обусловленных природными особенностями территории, повышенных значений содержания железа общего, марганца, кремния и иона аммония, показателей мутности, окисляемости и цветности (рис. 2).

В отдельные периоды наблюдений отмечено превышение ПДК отдельных показателей химического состава (нефтепродуктов, бромидов, хрома, свинца, хлоридов, и бора), обусловленных возможным техногенным загрязнением. Однако при анализе результатов наблюдений отмечено, что случаи повышенного содержания нефтепродуктов приурочены, в основном, к вводу в эксплуатацию новых водозаборов и с течением времени содержание нефтепродуктов в пробах воды на этих водозаборах нормализуется (рис. 3, 4, 5). Наличие превышений ПДК по остальным перечисленным показателям также носит несистемный характер, не имеет тенденции к нарастанию и повышению значений.

Таким образом, проведенные в течение последних десяти лет наблюдения за химическим составом подземных вод позволяют сделать вывод о довольно устойчивом сохранении качества пресных подземных вод основного питьевого водоносного горизонта в условиях интенсивной техногенной нагрузки.

Основным фактором, способствующим сохранению достаточно стабильного состояния пресных подземных вод на данной территории, является их хорошая природная защищенность [3]. Так, кровля целевых эксплуатируемых пластов залегает на глубине от 65-190 м (на Самотлорском), 137-260 м (на Приобском южная часть) и 86-218 м (Красноленинском месторождения).

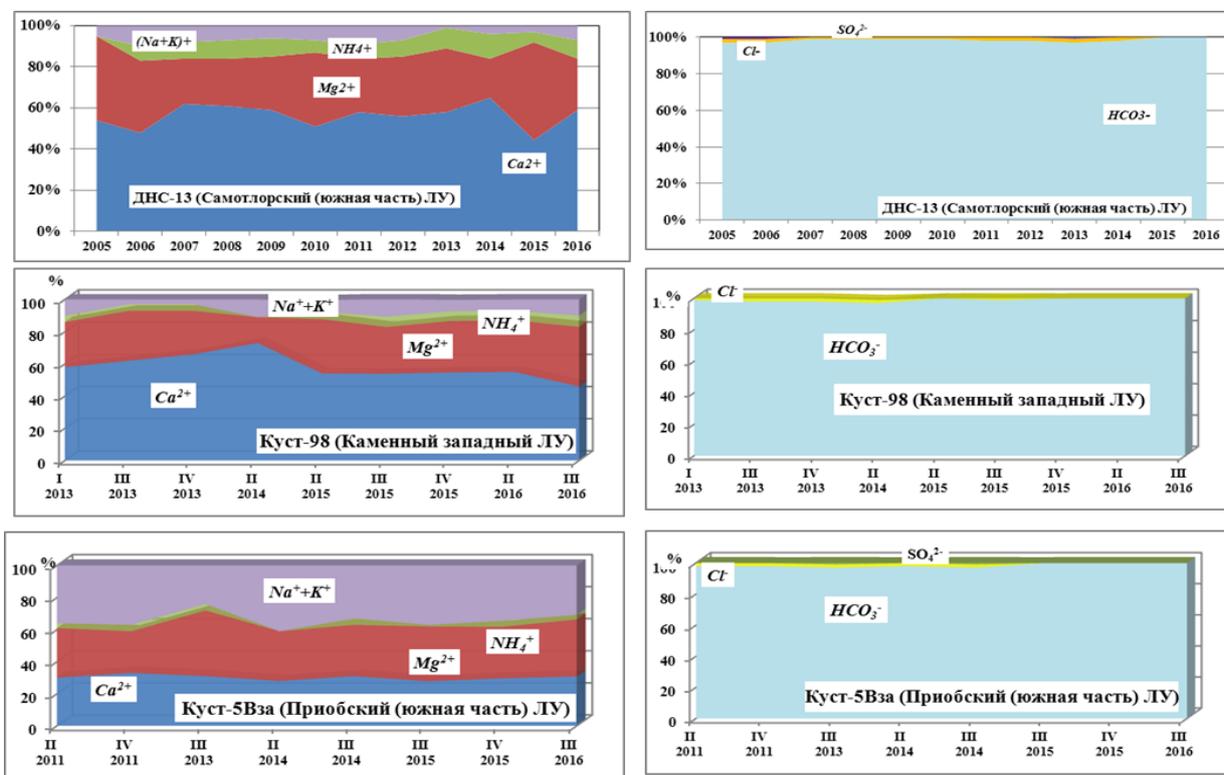


Рис. 1. Диаграмма изменения основного состава пресных подземных вод атлым-новомихайловского водоносного горизонта на водозаборах нефтяных месторождений.

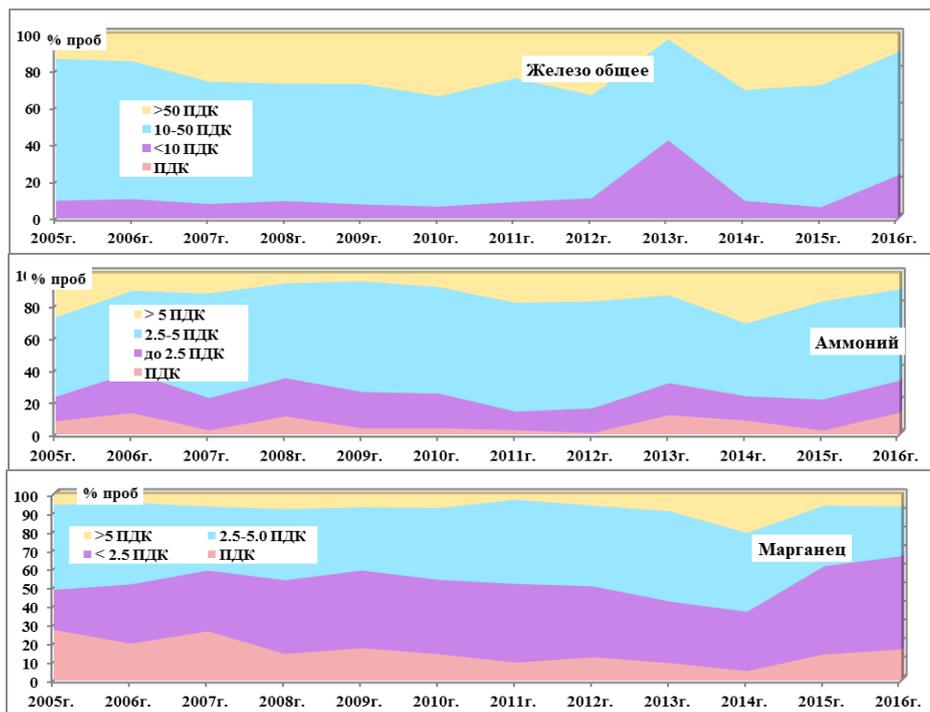


Рис. 2. Диаграмма изменения цветности, содержания железа, аммония и марганца в пресных подземных водах атлым-новомихайловского водоносного горизонта на водозаборах Самотлорского месторождения.

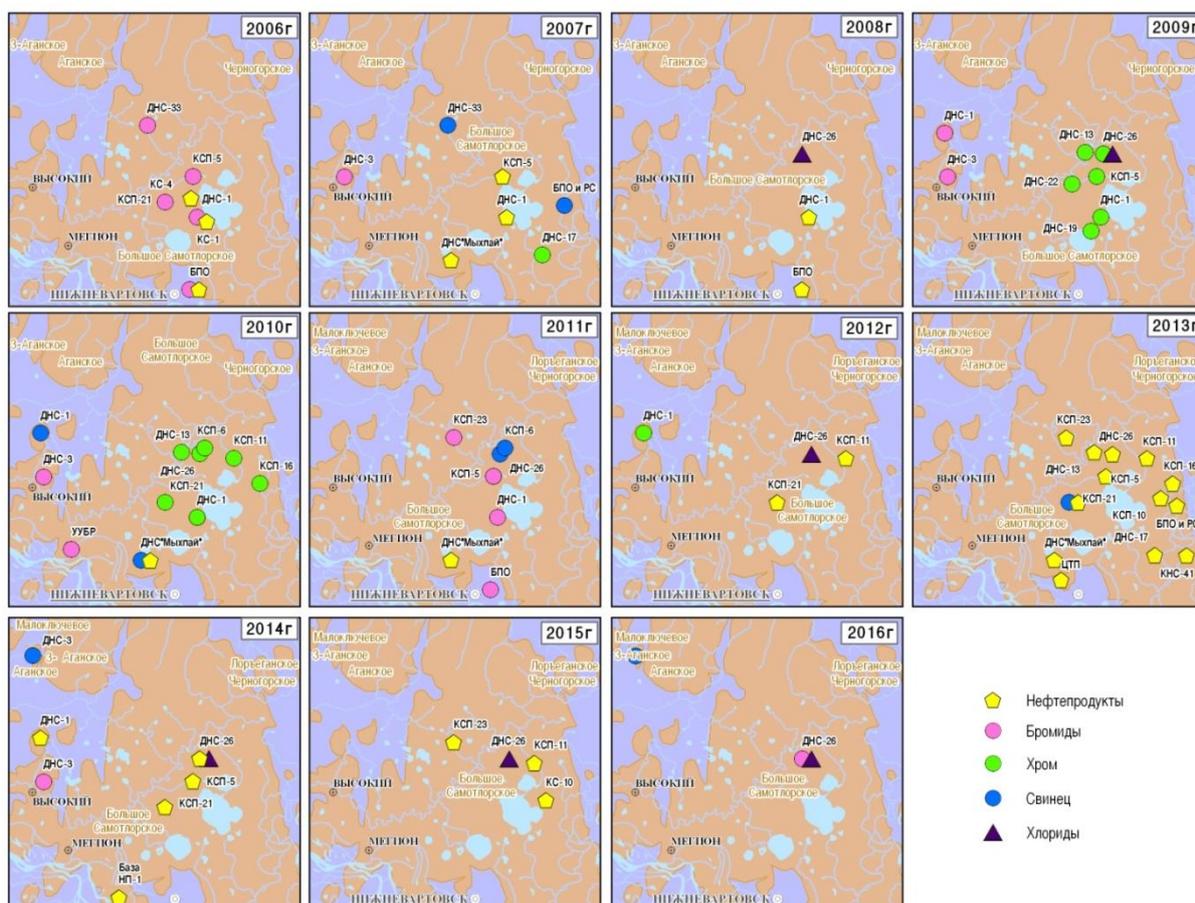


Рис. 3. Картограмма отмеченных случаев превышения ПДК показателей техногенного загрязнения на Самотлорском месторождении.

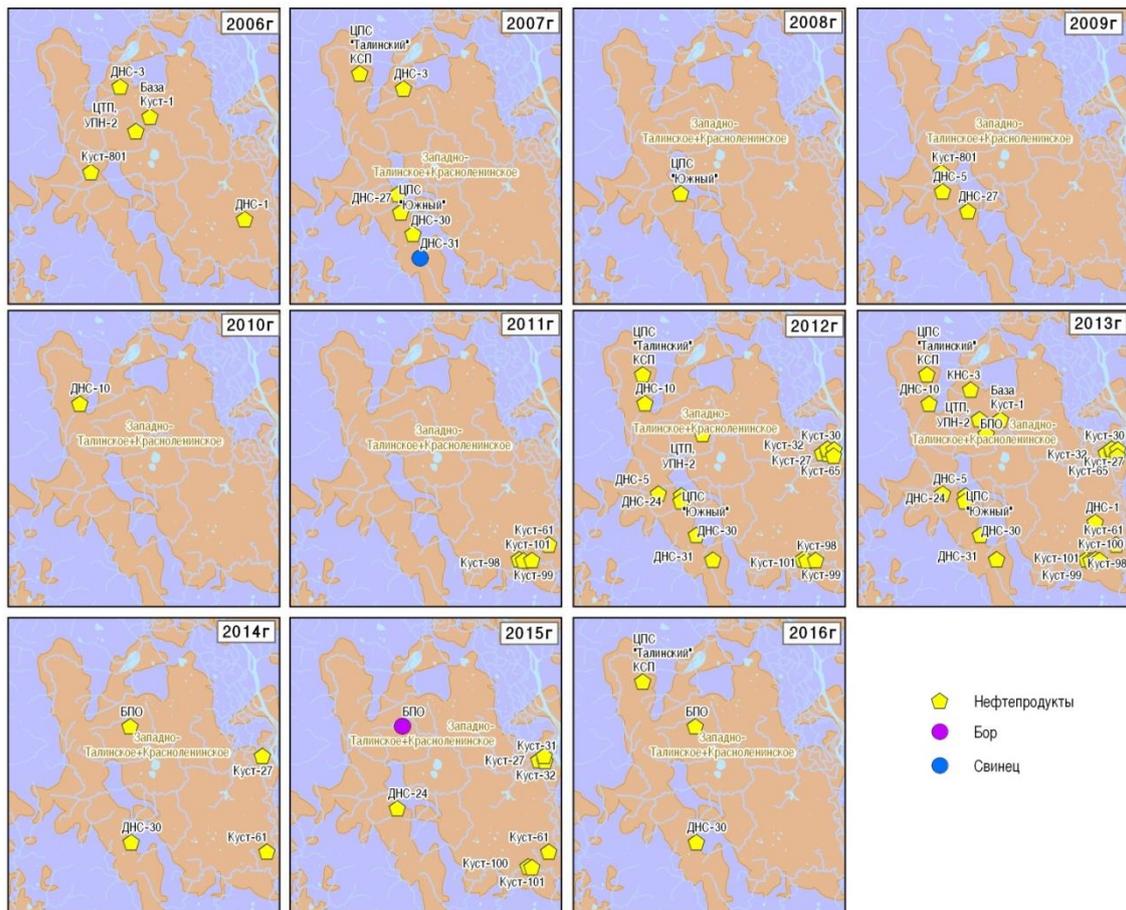


Рис. 4. Картограмма отмеченных случаев превышения ПДК показателей техногенного загрязнения на Красноленском месторождении.

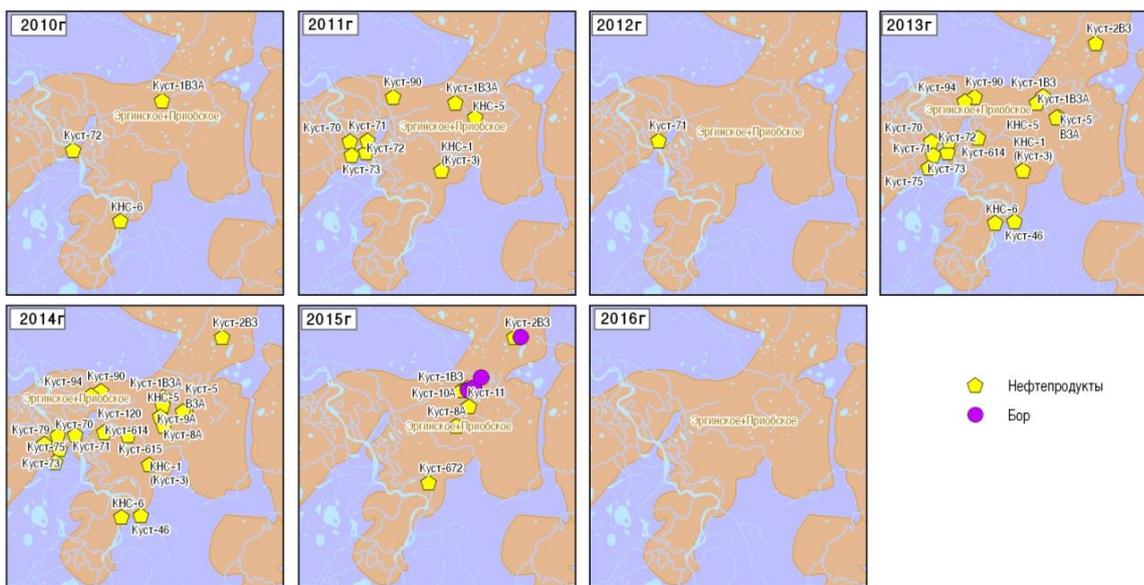


Рис. 5. Картограмма отмеченных случаев превышения ПДК показателей техногенного загрязнения на Приобском (южная часть) месторождении.

Водоносный горизонт в региональном плане по площади и в разрезе не выходит на поверхность земли

и является межпластовым напорным. Непосредственной связи с поверхностными водами не имеет. Сверху

горизонт перекрыт существенно глинистыми отложениями, являющимися хорошим гидрохимическим барьером на пути возможного поверхностного загрязнения. Нижним водоупором служат глины тавдинского горизонта, которые, наряду с глинисто-кремнистыми осадками нижнего палеогена и мела, отделяют продуктивный водоносный пласт от залегающих ниже водоносных горизонтов с минерализованными хлоридными натриевыми водами. Формирование естественных ресурсов водоносного горизонта

происходит за счет нисходящего движения подземных вод в многопластовой рыхлообломочной системе верхней зоны артезианского бассейна на водораздельных пространствах и восходящего – в крупных эрозионных врезках района. Благодаря такой гидродинамике, существующей в регионе уже длительный период геологической истории, химический облик подземных вод формируется, в основном, под влиянием литогенных факторов.

При количественной оценке защищенности подземных вод на основании расчета времени просачивания потенциально загрязненных вод по вертикали до кровли эксплуатируемого горизонта, время фильтрации составило на Самотлорском месторождении от 6 до 17 лет, на Красноленинском месторождении 2-6 лет, Южно-Приобском 5-10 лет.

Таким образом, качественная и количественная оценка естественной защищенности подземных вод эксплуатируемого водоносного горизонта позволяет отнести его к достаточно защищенным от поверхностного загрязнения.

Применение комплекса систематических наблюдений за показателями качества подземных вод, неукоснительное соблюдение правил эксплуатации скважин различного назначения, экологически - благоприятное содержание прилегающей к водозаборам территории дает основание для прогноза сохранения качества подземных вод в последующие годы.

Литература:

1. Вaшурина М.В., Федорова А.В. Современное санитарно-экологическое состояние и обеспечение безопасной эксплуатации водозаборов подземных вод для питьевых целей в пределах территории ХМАО-Югры // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 3. – С. 114-119.
2. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». - М.: Госкомсанэпиднадзор РФ, 2001.
3. Вaшурина М.В., Русакова Ю.О., Храмова А.Л. Качественная оценка защищенности пресных подземных вод от загрязнений при эксплуатации водозаборов в пределах Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – № 10. – С. 5-11.

МЕДИЦИНА

1. ВНУТРЕННИЕ БОЛЕЗНИ

ВЛИЯНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ФИЗИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ПОДРОСТКОВ

С.К. Бермагамбетова, А.Н. Зиналиева,
А.Б. Кулбаева, У.Ж. Ахметова

Западно-Казахстанский ГМУ им. Марата Оспанова,
г. Актобе, Казахстан

E-mail авторов: b.saule74@mail.ru

С каждым годом все отчетливее проявляется влияние техногенных факторов окружающей среды на состояние здоровья детей и подростков и зависимость функциональных показателей органов и систем от внешних факторов, от особенностей территории проживания. Среди факторов, формирующих состояние здоровья, экологический является одним из ведущих [1]. Воздействие факторов окружающей среды разной природы и характера приводят к развитию неблагоприятных эффектов в состоянии здоровья подрастающего поколения, что выражается в увеличении заболеваемости и ухудшении физического развития [2]. Показатели физического развития отражают общие закономерности роста и развития детского организма и изменение их под воздействием окружающей среды. Неблагоприятная экологическая обстановка существенно отражается на физическом развитии организма, вызывает напряжение его компенсаторно - приспособительных механизмов и, как следствие, отражается на показателях работоспособности и здоровья подрастающего поколения [3].

Цель исследования: оценка физического развития подростков, проживающих в различных экологических условиях.

Материалы и методы: обследованы 366 подростков 6-11 классов, проживающих в экологически «чистых» районах города Актау (средняя школа № 10, школа-гимназия № 4) и в поселке Мунайлы Мангистауской области, расположенном в местах добычи нефти (Мунайлинская средняя школа № 5). Полученные данные были обработаны в ЗКГМУ им. Марата Оспанова, статистическим методом с использованием программы SAS, версия 9.2.

Результаты исследования:

В возрасте 12 лет обследовано 68 детей. Средний рост мальчиков составил – 151,3 см, девочек – 151,1 см, вес 43,7 кг у мальчиков и 41,4 кг – у девочек. Наибольшие показатели роста и массы тела отмечались у жителей города: у мальчиков – (154,7±9,5) см и (49,4±11,4) кг, у девочек (154,6±8,4) см и (42,4±7,2) кг соответственно. Корреляция между показателями роста и веса детей положительная, сильная, кроме жителей города (k=0,2; p>0,05). Индекс массы тела

детей равен в среднем – 18,4, что соответствует нормальным значениям. Отмечались случаи избыточной массы тела у мальчиков города (ИМТ=27,46).

В возрасте 13 лет обследован 51 подросток. Средний рост мальчиков составил – 159,17 см, девочек – 158,4 см. Более высокими оказались дети, проживающие в экологически благоприятном районе проживания – г. Актау – (164,3±9,3) см – у мальчиков и (159,0±4,9) см – у девочек. У жителей села – показатели значительно ниже (154,0±8,7) см у мальчиков и (157,8±5,4) см у девочек. Масса тела в среднем составила: у мальчиков 52,4 кг, у девочек – 50,5 кг. Среди мальчиков наибольшие показатели массы тела отмечались в экологически благоприятном регионе проживания – (57,7±13,6) кг, среди девочек – в группе, проживающей также в «чистой» зоне – (54,0±10,9) кг. Коэффициент корреляции положительный: у мальчиков сильная корреляция – 0,5-0,6, у девочек слабая – 0,1-0,3, при $p > 0,05$. ИМТ в среднем находится в пределах нормы – 20,3. Однако повышенная масса тела наблюдалась в группе мальчиков и девочек «чистой» зоны – ИМТ=28,9 и 29,98.

В возрасте 14 лет обследовано 75 подростков. Средний рост мальчиков данной возрастной группы опережает рост девочек: 163,5 см и 159,6 см. Наиболее высокие показатели роста отмечались у жителей экологически благоприятного: (165,4±7,59) см – у мальчиков и (162,3±6,5) см – у девочек, у ребят села – показатели ниже – (161,5±7,2) см – у мальчиков и (157,0±5,4) см – у девочек. Вес в среднем равен – 51,9 кг у мальчиков и 50,5 кг – у девочек, при высоких значениях у городских мальчиков – (53,2±10,2) кг и девочек (53,08±9,3) кг. Коэффициент корреляции положительный – 0,6 почти по всем значениям роста и веса, при $p < 0,05$. Однако у девочек села – связь слабая – $k = 0,3$. Достоверность $p > 0,05$. Средние значения ИМТ в пределах возрастной нормы – 19,5. Однако повышенный ИМТ отмечается у девочек, как села, так и города (ИМТ=25,6 и 27,6).

В возрасте 15 лет обследовано 75 подростков. Средние показатели роста составили – 167,6 см у юношей и 159,9 см – у девушек. Рост юношей обоих районов проживания был примерно одинаковым – (167,8±7,09) см и (167,5±6,46) см. Вес жителей села был больше чем у городских ребят – (60,1±14,05) кг. Девушки горожанки данной возрастной группы оказались достоверно выше и крупнее жительниц села. Рост девушек города был выше роста сельчанок – (162,03±5,28) см, масса тела также больше – (55,5±11,9) кг. Корреляционная связь роста и веса в данной возрастной группе – положительная, сильная, $k=0,4-0,6$, при $p < 0,05$. ИМТ в среднем составил 20,76 и 19,9 у юношей и девушек соответственно. Избыточная масса тела отмечалась и у юношей города (ИМТ – 28,29), ожирение первой степени у девушек (32,9) школ города и юношей села (ИМТ=30,75).

В возрастной группе 16-летних – 54 юношей и девушек. Их средний рост составил: 174,99 см – у юношей и 163,4 см – у девушек. Наивысший показатель роста юношей школ города (176,8±6,9) см, девушек – школы сел а– (164,0±4,2) см. Масса тела в среднем составила – 60,03 кг у юношей и 56,15 кг – у девушек.

Наибольшие значения в школе города: (65,9±10,02) кг и (57,3±10,3) кг. Корреляционная связь хорошая у юношей – 0,4-0,6, $p < 0,05$, у девушек положительная, слабая – 0,1-0,2, $p > 0,05$. Средний ИМТ у юношей 19,5 и девушек – 21,07. Встречается избыточная масса тела у юношей, проживающих в городе (ИМТ = 28,1), у девушек города – ожирение первой степени (ИМТ – 31,05).

В возрасте 17 лет обследовано 44 школьника. Средний рост равен – 175,8 у юношей и 164,8 у девушек. По антропометрическим показателям жители «чистой» зоны выше подростков, проживающих в районе добычи нефти. Наибольшие показатели роста наблюдались у школьников города: (177,7±10,09) см – у парней, (166,28±7,8) см у девушек, у жителей села (170,0±5,6) см и (157,3±6,8) см у парней и девушек соответственно. Средний вес 67,85 кг – у парней и 56,63 кг – у девушек. Вес юношей и девушек школ города оказался наибольшим – (74,2±14,7) кг и (62,2±15,3) кг соответственно. Коэффициент корреляции положительный, связь сильная – 0,6-0,8, $p < 0,05$. ИМТ в среднем – 22,2 и 21,6, однако отмечаются случаи избыточной массы тела (ИМТ – 28,2) у юношей и ожирение первой степени у девушек (ИМТ – 31,5) города.

Обсуждение результатов: физическое развитие мальчиков и девочек по оценке антропометрических данных (измерение роста, массы тела, расчета ИМТ) во всех возрастных группах среднее, соответствует возрасту и полу. Рост, как мальчиков, так и девочек выше у школьников города, чем у сельских жителей, однако достоверность различий между ними выявлена не во всех возрастных категориях. По массе тела мальчики и девочки города крупнее сельчан, однако достоверных различий между ними не выявлено во всех возрастных группах ($p > 0,05$). Индекс массы тела подростков в среднем в пределах нормальных значений (ИМТ = 20,09-20,2).

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Во всех возрастных категориях обследуемых детей, в основном в школах города, выявлены подростки с избыточной массой тела и ожирением (9,5% от всех обследованных), причем детей с повышенным ИМТ больше среди городских жителей.

2. Практически во всех возрастных группах выше и крупнее подростки, проживающие в экологически «чистом» районе (г. Актау) по сравнению со сверстниками – жителями экологически неблагоприятного района проживания.

Литература:

1. Бермагамбетова С.К., Каримов Т.К., Тусупкалиев Б.Т., Зиналиева А.Н. Особенности пищевого статуса детей в различных экологических условиях // Гигиена и санитария. – 2012. – № 3. – С. 57-59
2. Грицинская В.Л. Характеристика физического развития и питания школьников городского и сельского населения Красноярского края // Вопр. Дет. Диетологии. – 2012. – Том 10, № 5. – С. 8-11.
3. Омирбаева С.М., Амреева К.Е., Оценка риска влияния загрязнения атмосферного воздуха на здоровье детей г. Караганды // Медицина. – 2003 – № 5. – С. 25–27.

ДУОДЕНАЗА – ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПРОТЕАЗА СЛИЗИСТОЙ ОБОЛОЧКИ ДВЕНАДЦАТИПЕРСТНОЙ КИШКИ (мини-обзор)

Т.С. Замолодчикова

НИИНФ им. П.К. Анохина, г. Москва, Россия

E-mail автора: lab_motiv@mail.ru

Тонкая кишка является важнейшим отделом желудочно-кишечного тракта, где практически полностью завершается переваривание и всасывание пищевых субстратов. Сериновые протеазы участвуют практически во всех важнейших механизмах контроля жизнедеятельности и функциональной активности тонкой кишки, обеспечивая работу пищеварительного конвейера, а также, обновление и ремоделирование тканей, гормональную регуляцию и защитные реакции.

Дуоденаза – сериновая протеаза с молекулярной массой 26,5 кДа, слизистой оболочки двенадцатиперстной кишки быка характеризуется необычными свойствами [5]. Относительно широкая первичная специфичность (трипсино- и химотрипсиноподобная) дуоденазы парадоксально сочетается с выраженной селективностью фермента в отношении белковых субстратов и ингибиторов. Кинетическое исследование взаимодействия дуоденазы с мутантными формами антихимотрипсина (АСТ), содержащими соответствующие замены природного Р1-остатка (Leu 358) расщепляемой связи в реакционной петле ингибитора (АСТ-Leu358Met и АСТ-Leu358Arg), выявило второстепенную роль Р1-остатка в эффективности взаимодействия дуоденазы с серпинами. Как было установлено, специфичность протеолиза дуоденазой подвижной петли реакционного центра ингибитора определяется её конформационными свойствами, от которых зависит топохимическое соответствие расщепляемого участка петли ингибитора субстратсвязывающему центру фермента [4]. В ходе кристаллографического анализа дуоденазы были выявлены структурные основы необычной специфичности протеазы, обусловленные отсутствием консервативной дисульфидной связи и уникальной комбинацией заряженных и гидрофобных аминокислотных остатков в её активном центре [4].

В структурном отношении дуоденаза наиболее близка к протеазам иммунокомпетентных клеток (тучных клеток, нейтрофилов, лимфоцитов), при этом, основным местом биосинтеза дуоденазы являются известные с XVIII века дуоденальные (бруннеровы) железы, характерные только для двенадцатиперстной кишки, секреторные протоки которых открываются в просвет кишки у основания кишечных ворсинок [5]. Дуоденаза также обнаружена в тучных клетках тонкого кишечника [3]. В просвете кишки дуоденаза предположительно осуществляет активацию предшественника энтероцептидазы, играющего ключевую роль в каскаде активации пищеварительных ферментов [5]. Экспериментально подтверждены митогенный и провоспалительный эффекты дуоденазы, опосредованные активацией рецепторов типа PAR фибробластов и туч-

ных клеток [3]. В этом контексте возможна взаимосвязь регуляции пищеварения и иммунитета, где связующим звеном могут служить многофункциональные регуляторные протеазы, способные осуществлять протеолитическую активацию предшественников пищеварительных протеаз и некоторых рецепторов (типа PAR). Известно, что рецепторы типа PAR2 в значительной степени экспрессируются в слизистой оболочке тонкого кишечника. Имеются данные о протеолитической активации PAR2 энтероцитов трипсином, при этом происходит освобождение из клеток ряда физиологически активных веществ. Аналогичным свойством регулировать функцию энтероцитов может обладать дуоденаза. Предполагается также потенциальная роль дуоденазы в активации локальной ренин - ангиотензиновой системы (РАС) кишечника.

Среди протеаз человека наиболее близким к дуоденазе в структурном и энзиматическом отношении является лейкоцитарный катепсин G. Иммутохимический анализ выявил в секреторных эпителиоцитах дуоденальных желёз человека экспрессию иммунологически отличного от катепсина G дуоденазоподобного белка [2]. В свете полученных данных можно предположить универсальность дуоденазы в качестве протеазы, участвующей в механизмах контроля функциональной активности пищеварительной системы млекопитающих, включая человека.

Литература:

1. Замолодчикова Т.С., Попыкина Н.А., Гладышева И.П., Ларинова Н.И. Роль структурных особенностей реакционной петли серпина в ингибировании дуоденазы на примере взаимодействия с мутантными формами антихимотрипсина // Биохимия. – 2009. – Том 74. – С. 1015-1027.
2. Замолодчикова Т.С., Щербаков И.Т., Хренников Б.Н., Свищевская Е.В. Экспрессия дуоденазоподобного белка в эпителиоцитах подслизистых желёз дуоденальной слизистой оболочки человека // Биохимия. – 2013. – Том 78. – С. 1210-1214.
3. Pemberton A. D., Zanolodchikova T.S., Scudamore C.L. et al. Proteolytic action of duodenase is required to induce DNA synthesis in pulmonary artery fibroblasts // Eur. J. Biochem. – 2002. – Vol. 269. – P. 1171-1180.
4. Pletnev, V.Z., Zanolodchikova, T.S., Pangborn, W.A. and Duax W.L. Crystal structure of bovine duodenase, a serine protease, with dual trypsin and chymotrypsin-like specificities // Prot. Struct. Funct. Genet. – 2000. – Vol. 41. – P. 8-16.
5. Zanolodchikova T.S., Sokolova E.A., Alexandrov S.L. et al. Subcellular localization, substrate specificity and crystallization of duodenase, a potential activator of enteropeptidase // Eur. J. Biochem. – 1997. – Vol. 249. – P. 612-621.

СОВРЕМЕННЫЕ ДАННЫЕ О КЛИНИЧЕСКОЙ КАРТИНЕ ИНФЕКЦИОННОГО ЭНДОКАРДИТА, АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ЗАБОЛЕВАНИЯ ПО ДАННЫМ ОАО МСЧ НЕФТЯНИК ЗА 2011-2016 ГГ.

М.В. Малишевский, Т.А. Мищенко, Ю.А. Еськина, С.В. Каракозов, С.И. Султанова, Д.Д. Такенова

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

Инфекционный эндокардит – это медико - социальная проблема нашего времени, т.к. за последние 30 лет, не смотря на разработки международных кардиологических сообществ в тактике ведения инфекционного эн-

докардита, заболеваемость в популяции не снизилась, а даже наоборот имеет тенденцию к росту. Значительные финансовые затраты на диагностические манипуляции для выявления ИЭ не информативны или малоинформативны для верификации диагноза (в 30% случаев), что ведет к увеличению летальности. Предрасполагающими факторами являются прием внутривенных наркотиков (70%), протезирование клапанами сердца, а также пожилой возраст (21%). В ходе исследования выявлено, что чаще встречается сочетанное поражение клапанов. На втором месте выступает поражение трикуспидального клапана, что косвенно подтверждает влияние вышеперечисленных факторов риска развития ИЭ.

Ключевые слова: инфекционный эндокардит, факторы риска, летальность.

Несмотря на достижения современной медицины: доступность широкого спектра лабораторно - инструментальных методов исследования и высокотехнологичной кардиотерапии и кардиохирургии, наличие большого спектра разнообразных лекарственных препаратов, в том числе антибиотиков, заболеваемость инфекционным эндокардитом за последние 30 лет не снизилась, а имеет тенденцию к росту.

Согласно исследованиям возросла частота нозокомиального ИЭ с возбудителем, занесенным в кровоток извне при инвазивных манипуляциях в больничных условиях, что связано с внедрения эндоваскулярных и кардиохирургических вмешательств, эндоскопических исследований, длительного нахождения пациентов на гемодиализе [4].

Средний возраст пациентов с ИЭ варьирует между 36 и 69 годами, соотношение мужчин и женщин составляет 2:1 [2]. Опираясь на эти данные следует, что ИЭ поражает преимущественно активное трудоспособное население молодого и среднего возраста, что ведет к значительным финансовым затратам на: лечение каждого отдельного пациента, обеспечение длительного периода его нетрудоспособности (средняя продолжительность пребывания пациента в отделении составляет 17,7 дней что 1,5 раза превышает норму (11,7 дней). Это уменьшает оборот больничной койки в год (в 1,5 раза), осуществление дальнейших социальных выплат при установлении инвалидности в результате перенесенного заболевания, но несмотря на все финансовые вложения даже в странах с высоким уровнем жизни летальность при ИЭ не уменьшается.

Задачи и методы исследования:

Анализ клинических случаев с установленным диагнозом инфекционного эндокардита в зависимости от возбудителей на основании данных бактериологических посевов; выявление предрасполагающих факторов риска, групп риска, эпидемиологических особенностей, анализ исходов заболевания и частоты летальности в сравнении с европейскими показателями последних лет, определение наиболее частой локализации и видов поражений эндокарда и клапанов сердца при ИЭ на основании полученных данных эхокардиографии, больших и малых признаков инфекционного эндокардита, а также установление степени тяжести состояния пациентов по шкалам SAPS II, APACHE II.

Источником исследования послужил архив историй пульмонологического и терапевтического отделений ОАО МСЧ Нефтяник за период с 2011 по 2016 г.

Результаты исследования:

Исследуемая группа составила 67 пациентов, обратившихся в стационар МСЧ Нефтяник, с установленным после госпитализации диагнозом инфекционный эндокардит (J33 по МКБ 10) за последние 5 лет (мужчины – 43; женщины – 24). Возрастной интервал: от 21 до 85 лет (средний – 42,5 года).

В подавляющем большинстве случаев возбудителями оказывались стафилококки – 60% и стрептококки – 20%. Помимо них встречались энтерококки, микроорганизмы группы НАСЕК, а также грибы. В 20% случаев этиология была не установлена. Данная этиологическая картина так же согласуется с литературными источниками [3].

По данным эхокардиографии, локализация поражения клапанов выглядит следующим образом.

Трикуспидальный клапан – 32%, аортальный клапан – 5%, не выявлено поражение клапанов – 17%. В остальных случаях наблюдалось сочетанное поражение клапанов. В 98% случаев были поражены естественные клапаны, в 2% случаев – искусственные. Данная закономерность идет в разрез с результатами европейских рекомендаций, согласно которым первое место занимает митральный клапан, затем аортальный и трикуспидальный [2]. Это указывает на необходимость дальнейших исследований, в частности более глубокого изучения сопутствующей патологии, которая могла повлечь за собой поражение вышеперечисленных клапанов.

Летальность составила 8,04% (мужчины – 7, женщины – 5). Основными причинами смерти явились острая легочно-сердечная недостаточность, ТЭЛА и септический шок. Это напрямую коррелирует с часто встречаемыми осложнениями ИЭ: высокий риск развития хронической сердечной недостаточности, приобретенных пороков сердца, формирование гнойных очагов и полиорганной недостаточности.

Выводы:

1. Гендерное распределение ИЭ соответствует данным европейских исследований, а средний возраст пациентов с ИЭ в исследуемой группе на 33% меньше, чем при исследованиях в Мадриде (2014) [1], и на 43% меньше, чем при исследованиях в Новой Зеландии (2012) [5]. Это свидетельствует о смещении заболеваемости в группу лиц более молодого трудоспособного возраста, а следовательно увеличению финансовых потерь.

2. Этиологическая картина соответствует данным европейских исследований, [2] что подтверждает тот факт, что за последние 30 лет изменений в ее структуре не происходит, тогда, как заболеваемость и летальность не снижаются.

3. Поражение клапанов в исследуемой группе имеет зеркальную картину по сравнению с европейскими исследованиями, что подтверждает наличие факторов риска – прием внутривенных наркотиков – 70% в исследуемой группе, а так же о наличие коморбидной патологии – 21%, приведшей к поражению эндокарда или клапанного аппарата.

4. Летальность от ИЭ напрямую зависит от наличия осложнений основного заболевания, что подтверждается актами патологоанатомического вскрытия в контрольной группе. Все случаи, закончившиеся летально, сопровождались легочно-сердечной недостаточностью, что и послужило причиной смерти.

Литература:

1. Olmos C., Viacosta I., Sarraria C. et al. Characterization and clinical outcome of patients with possible infective endocarditis // *Int. J. of Cardiology*. – 2015. – №178. – P. 31-33.
2. Habib G., Lancellotti P., Antunes M.J., Bongiotto M.G. et al. 2015 ESC Guidelines for the management of infective endocarditis // *Russ. J. Cardiol*. – 2016. – № 5. – P. 65-116.
3. Bonow R.O., Carabello B.A., Erwin J.P. et al. 2014 AHA/ACC Guideline for the Management of patients with valvular heart disease // *J. of the American College of Cardiology*. – 2014. – Vol. 63, № 24. – P. 129-134.
4. Sudzhaeva S.G., Feaktsistava N.U. Republican scientific practical centre «Cardiology», Minsk Infective endocarditis: epidemiology and etiology // *Medical News*. – 2012. – № 6. – P. 3-4.
5. Coffey S., Nadarasa K., Pan A. et al; The increasing incidence of *Streptococcus bovis* endocarditis in bacteraemia: a case series from 1997 to 2010 // *Int. J. of Cardiol*. – 2012. – № 161. – P. 111-120.

КЛИНИЧЕСКИЙ СЛУЧАЙ АКИНЕТИЧЕСКОГО КРИЗА У ПАЦИЕНТА С БОЛЕЗНЬЮ ПАРКИНСОНА

А.В. Рейхерт, О.А. Кичерова, А.И. Рейхерт

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

Болезнь Паркинсона – тяжелое нейродегенеративное заболевание, с возрастзависимым дебютом высокой распространенностью в старшей возрастной группе. Наиболее грозным его осложнением является акинетический криз, приводящий в большинстве случаев к летальному исходу. С целью предотвращения этого грозного осложнения необходим тщательный контроль за режимом приема противопаркинсонической терапии. В представленном клиническом примере демонстрируется важность данных профилактических мероприятий и рассматривается алгоритм действий, необходимых для купирования этого ургентного состояния.

Ключевые слова: болезнь Паркинсона, нейродегенеративное заболевание, неврология.

Болезнь Паркинсона (БП) – это хроническое прогрессирующее нейродегенеративное заболевание, связанное преимущественно с дегенерацией нигростриатных нейронов и нарушением функции базальных ганглиев [1]. Это заболевание впервые описал лондонский врач Дж. Паркинсон еще в 1817 г. в «Эссе о дрожательном параличе», и впоследствии оно было названо его именем.

По данным ВОЗ в мире насчитывается около 3,7 млн (0,06% населения) людей с БП. С возрастом (после 50 лет) наблюдается рост заболеваемости, который достигает максимума в возрастной категории старше 70 лет, средний возраст начала заболевания составляет 55±10 лет. Распространенность БП в структуре общей популяции колеблется по данным разных авторов от 60 до 187 человек на 100 000 населения [1].

В настоящее время диагноз БП ставится на основе характерной клинической симптоматики заболевания, т.е. является клиническим. Ядро клинической картины болезни составляет синдром паркинсонизма, т.е., наличие гипокинезии (замедленность инициации произвольных движений с прогрессирующим снижением скорости и амплитуды повторных движений), а также наличие, по меньшей мере, одного из следующих симптомов: мышечная ригидность, тремор покоя 4-6 Гц, постуральная неустойчивость, не связанная со зрительной, вестибулярной, мозжечковой или проприоцептивной дисфункцией [2, 5].

К основным направлениям лечения болезни Паркинсона относятся:

- 1) фармакотерапия;
- 2) медико-социальная реабилитация;
- 3) лечебная физкультура;
- 4) нейрохирургическое лечение [2].

Лечение болезни Паркинсона в настоящее время основывается на назначении препаратов леводопы, агонистов дофаминовых рецепторов и ряда дополнительных корректоров развивающегося нейротрансмиссерного дисбаланса [3, 5]. Многие авторы отдают предпочтение концепции отсроченного назначения (если это возможно) препаратов леводопы на ранних стадиях БП, при этом применяя их на более поздних (развернутых) стадиях как наиболее эффективные в отношении редукции клинической симптоматики БП препараты [6]. В частности, пациентам без когнитивных расстройств моложе 50 лет выбирают один из препаратов первого ряда. В возрасте от 50 до 60 лет терапию начинают с агонистов дофаминовых рецепторов или амантадина. В возрасте старше 70 лет и, особенно при наличии когнитивных нарушений терапию можно сразу начинать с препаратов леводопы [1].

Однако очень часто в практике врача невролога встречаются пациенты с так называемой «леводофобией», когда больной болезнью Паркинсона боится начала приема препаратов леводопы или пытается самостоятельно прекратить прием препарата на фоне улучшения самочувствия. Такая неконтролируемая и резкая отмена препаратов леводопы, особенно у пациентов в развернутой клинической стадии заболевания, чревата развитием такого тяжелого жизнеугрожающего состояния, как акинетический криз.

Акинетический криз – тяжелая форма декомпенсации болезни Паркинсона, которая обычно наблюдается у больных с III степенью тяжести [1]. Клинически это состояние, проявляющаяся внезапным эпизодом выраженной акинезии продолжительностью более 24 часов с анатрией, дисфагией, гипертермией, вегетативными нарушениями (недержание мочи, потливость, артериальная гипотензия), спутанностью сознания, нарушениями дыхания. К возникновению акинетического криза чаще всего приводят:

- нарушение схемы приема противопаркинсонических препаратов;
- декомпенсация соматических заболеваний;
- травмы;
- оперативные вмешательства
- прием запрещенных при болезни Паркинсона препаратов [5].

Самая частая причина криза – отмена или пропуск очередной дозы противопаркинсонических препаратов. Обычно речь идет о препаратах леводопы, но развитие этого состояния возможно и на фоне отмены агониста дофаминовых рецепторов, амантадина и пр. Поэтому любые резкие изменения в схеме приема противопаркинсонических препаратов противопоказаны [5].

В качестве демонстрации приводим собственное клиническое наблюдение:

Пациент К., 74 года, страдает болезнью Паркинсона, (акинетико-ригидная форма) в течение 7 лет, получает леводопу (тидомет форте 250/25) по ½ таблетки 3 раза в сутки. Со слов родственников, остался один дома в утренние часы, к обеду перестал отвечать на телефонные звонки. По возвращению родственников, был найден лежащим на полу без движения, в спутанном сознании. На вопросы не отвечал, самостоятельно двигаться не мог. Была вызвана бригада скорой медицинской помощи, которая доставила пациента в дежурный стационар с диагнозом острого нарушения мозгового кровообращения (ОНМК) под вопросом. Осмотрен в приемном отделении терапевтом, неврологом, выполнена компьютерная томография головного мозга, диагноз ОНМК снят. Пациент отпущен на амбулаторное лечение с диагнозом: дисциркуляторная энцефалопатия 2 ст, декомпенсация на фоне артериальной гипертензии. Болезнь Паркинсона, акинетико-ригидная форма. Рекомендовано продолжение приема препаратов леводопы. В течение следующих суток на фоне попыток приема препаратов леводопы состояние пациента оставалось на прежнем уровне, у пациента возникали проблемы с приемом пищи – было затруднено глотание твердой пищи, затруднен прием лекарственных препаратов, в том числе, противопаркинсонических. На следующие сутки вызван невролог на дом. При осмотре: сознание ясное, на вопросы отвечает односложно. Ориентирован в месте и времени. АД 100/80 мм рт ст, ЧСС 90 в минуту, тоны сердца ритмичные, приглушены. ЧДД 22 в минуту. В неврологическом статусе: общая акинезия, амимия. Самостоятельные движения невозможны. Менингеальных знаков нет. ЧМН – неведение глазных яблок в крайние отведения с обеих сторон, парез конвергенции, снижение рефлексов с мягкого неба и глоточного, дисфагия. Рефлексы орального автоматизма – отрицательные. Рефлекторно-двигательная сфера – значительное повышение мышечного тонуса по экстрапиримидному типу (феномен «зубчатого колеса») в верхних и нижних конечностях, высокие сухожильные рефлексы. Нарушений чувствительности не выявлено. При детальном расспросе родственников выяснилось, что пациент самостоятельно прекратил принимать препарат тидомет в течение последних суток.

Неврологом пациент госпитализирован в неврологический стационар с диагнозом: Болезнь Паркинсона, акинетико-ригидная форма, 3 ст. по Хен и Яру. Акинетический криз с наличием бульбарных нарушений. Назначена терапия: Амантадина сульфат 500 мг в/в капельно дважды в сутки в течение 7 дней с последующим переходом на прием амантадина сульфат внутрь – 200 мг 2 раза в день до 16 часов); Леводопы / бенсеразид 100/25 мг 3 раза в сутки с последующим повы-

шением дозы до необходимой; прамипексола дигидрохлорида моногидрат 0,375 мг в сутки; фраксипарина 0,3 мл подкожно 2 раза в сутки; реополиглюкин – 400 мл в/в капельно; дантролен по 5 мг/кг/сут – в/м. На фоне проводимого лечения отмечалось значительное улучшение состояния пациента в виде регресса акинезии, восстановления глотания, фонации, значительное снижение мышечного тонуса. Пациент стал самостоятельно обслуживать себя, самостоятельно передвигаться по отделению, отмечал улучшение общего самочувствия. Через 7 дней пребывания в стационаре и завершения курса инфузий амантадина сульфата, отпущен домой после беседы с лечащим врачом о недопустимости самостоятельно отмены препаратов без контроля лечащего доктора. Пациенту выданы рекомендации о комплексе лечебных упражнений при болезни Паркинсона, а также даны рекомендации по приему препаратов: таб. леводопы / бенсеразид 250 мг по 1 таб 3 раза в день; прамипексола дигидрохлорида моногидрат 0,75 мг в сутки в 3 приема; таб Амантадина сульфат 200 мг 2 раза в день до 16 часов в течение 2 месяцев. При контрольном осмотре спустя 1 месяц после эпизода акинетического криза – состояние пациента удовлетворительное. В неврологическом статусе сохраняется общая гипокинезия, гипомимия. Передвигается самостоятельно, самообслуживание пациента практически самостоятельное, помощь близких требуется только при выполнении тяжелой физической работы. Движения замедлены. Речь скандированная, дисфагии, дисфонии, дизартрии не наблюдается. При выполнении проб на постуральную неустойчивость – ретропульсия. Прием назначенной терапии в полном объеме. Еще через месяц на фоне отмены амантадина сульфата значительных ухудшений состояния пациента не отмечалось, но несколько усилилась гипокинезия. Пациенту на постоянный прием оставлены препараты: таб. леводопы / бенсеразид 250 мг по 1 таб 3 раза в день; прамипексола дигидрохлорида моногидрат 0,75 мг в сутки в 3 приема.

В изложенном клиническом случае, несомненно, присутствуют ошибки ведения пациента с болезнью Паркинсона, а именно: недооценка критического состояния пациента на первичном этапе диагностики и попытка амбулаторного ведения пациента в состоянии акинетического криза. Акинетический криз является жизнеугрожающим состоянием и является показанием к экстренной госпитализации пациента в неврологический стационар, а при тяжелых случаях, сопровождающихся нарушением дыхания и глотания – в отделение интенсивной терапии, где возможны проведение ИВЛ и введение пищи и лекарственных препаратов через назогастральный зонд. Особую опасность создает невозможность принятия пациентом таблетированных противопаркинсонических препаратов, что способствует усугублению течения акинетического криза. В вышеописанном случае у пациента отмечалось улучшение состояния и яркий ответ на проводимую терапию в течение первых суток, в том числе, восстановлении функции глотания, в связи с чем, стал возможен самостоятельный прием пищи и таблетированных препаратов, поэтому ведение пациента в отделении интенсивной терапии не потребовалось.

Литература:

1. Шток В.Н., Федорова Н.В.: Болезнь Паркинсона: Экстрапирамидные расстройства: руководство по диагностике и лечению / Под ред. Штока В. Н., Ивановой-Смоленской И. А., Левина О.С. – М.: МЕДпресс-информ, 2002. – С. 87–124.
2. Турбина Л.Г., Богданов Р.Р. Диагностика и лечение болезни Паркинсона // Лечащий доктор. – 2009. – № 4.
3. Иллариошкин С.Н. Болезнь Паркинсона и проблема дженериков // Нервные болезни. – 2015. – № 1. – С. 3-7.
4. Кичерова О.А., Рейхерт Л.И. Болезнь Паркинсона и другие экстрапирамидные заболевания. – Тюмень: Печатник, 2011. – С. 68–69.
5. Паркинсонизм: современные представления / Кичерова О.А., Рейхерт Л.И. – Учебное пособие. – Тюмень, 2015. – 186 с.
6. Bhat V., Weiner W.J.: Parkinson's disease. Diagnosis and the initiation of therapy. 2005, Drug Information Portal.

ПОРАЖЕНИЕ ГЛАЗ ПРИ СИНДРОМЕ ТИРЕОТОКСИКОЗА У ПАЦИЕНТОВ ПРОЖИВАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ ЮГРЫ

О.О. Рыбалка, Н.И. Пырчак

Сургутский ГУ, г. Сургут, Россия

E-mail авторов: oksana-r-2011@mail.ru, nikitosr@yandex.ru

Самое распространенное заболевание щитовидной железы (ЩЖ) – это диффузно токсический зоб (ДТЗ) (23 на 100000 человек населения). Основным компонентом ДТЗ является синдром тиреотоксикоза. Поражения глаз являются одной из важных проявлений тиреотоксикоза: обнаруживаются в 70-80 % случаев. Особое значение придается аутоиммунной эндокринной офтальмопатии (АЭО), которая обнаруживается примерно у трети пациентов с ДТЗ. При этом АЭО является медицинской и социально - экономической проблемой, так как приводит к ограничениям жизнедеятельности, обусловленным нарушением или утратой зрительной функции, снижением качества жизни, необходимости длительной и не всегда эффективной терапии.

Цель исследования: провести сравнительный анализ поражения органа зрения и АЭО у пациентов с тиреотоксикозом на фоне ДТЗ в зависимости от пола.

Задачи:

1. Оценить частоту возникновения симптомов поражения глаз при ДТЗ.
2. Провести сравнительный анализ симптомов поражения органа зрения в зависимости от пола.

Материалы и методы.

Проведен ретроспективный анализ архивных историй болезни пациентов эндокринологического отделения БУ ХМАО – Югры СОКБ, которые находились на стационарном лечении с 2013 по 2015 г., средний возраст $44,3 \pm 13,2$, с синдромом тиреотоксикоза на фоне ДТЗ ($n=112$), формирование групп исследования с учетом пола больных. Первая группа – мужчины ($n=40$), средний возраст $46,4 \pm 13,2$ лет, вторая группа – женщины ($n=72$), средний возраст – $43,1 \pm 13,1$ лет. В группах исследования проведен сравнительный анализ симптомов поражения глаз и АЭО у пациентов с тиреотоксикозом на фоне ДТЗ в зависимости от пола.

Результаты и обсуждение:

В группах наблюдения нами установлено, что наличие факторов, которые могут влиять на развитие и течение заболевания ЩЖ, чаще определяются у мужчин, например, среди курящих чаще встречались мужчины – 35%, чем женщины – 4%. Отягощенный наследственный анамнез выявлен в одинаковом соотношении у мужчин и женщин, соответственно 25% и 22%.

При анализе симптомов поражения глаз выявлено, что у мужчин почти в два раза чаще в сравнении с женщинами встречаются симптомы экзофтальма, Штельвага, Еллинека, Мебиуса. А частота появления симптомов Краузе, Грефе, Кохера, Дальримпля значительно не различается в зависимости от пола.

При анализе возникновения признаков АЭО, различий в частоте у мужчин и женщин не выявлено, соответственно 63% и 64%, распределение по степеням тяжести так же различий не выявило.

Выводы:

1. Среди больных с ДТЗ преобладают лица женского пола, 50% пациентов лица молодого возраста. Чаще всего пациенты предъявляют жалобы на экзофтальм и чувство рези в глазах, часто отмечался симптом Краузе и Дальримпля.

2. Необходимо уделять большее внимание на корригируемые факторы риска, в частности, на профилактику курения и контроль за течением заболевания и приверженность к лечению лиц мужского пола.

Литература:

1. Виноградская О. И., Липатов Д. В., Фадеев В.В. Эндокринная офтальмопатия: современные представления // Офтальмология. – 2009. – № 2. – С. 5–10.
2. Петунина Н.А., Трухина Л.В., Мартиросян Н.С. Лечение болезни Грейвса у пациентов с эндокринной офтальмопатией // Лечебное дело. – 2015. – № 3. – С. 66–70.
3. Виноградская О.И., Кочетков П.А., Липатов Д.В., Фадеев В.В. Эндокринная офтальмопатия – междисциплинарный подход // Клиническая и экспериментальная тиреодология. – 2010. – Том 6, № 4. – С. 46–50.

РОЛЬ ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНОГО С-РЕАКТИВНОГО БЕЛКА В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРОМБОЛИТИЧЕСКОЙ ТЕРАПИИ ПРИ ИШЕМИЧЕСКОМ ИНСУЛЬТЕ

В.Г. Скорикова, О.А. Кичерова, А.И. Рейхерт

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: nvica1011@gmail.com

Мультифункциональный С-реактивный белок является важным компонентом в развитии ишемического инсульта, участвуя в основных звеньях патогенеза: эндогенной интоксикации, атеротромбозе и асептическом воспалении. Высокочувствительный метод определения С-реактивного белка позволяет определять концентрацию этого показателя в плазме крови даже в диапазоне ниже 5 мг/л. В данном исследовании выявлена прогностическая функция высокочувствительного С-реактивного белка в определении неблагоприятного исхода тромболитической терапии.

Ключевые слова: ишемический инсульт, тромболитическая терапия, высокочувствительный С - реактивный белок.

Проблема острого нарушения мозгового кровообращения в настоящее время имеет высокую медицинскую и социальную значимость. Согласно современным представлениям о механизмах развития ишемического инсульта, важное значение в его патогенезе придается явлениям эндотелиальной дисфункции, эндогенной интоксикации, атеротромбозу [2, 3, 4, 5]. С-реактивный белок (СРБ) получил свое название благодаря способности связывать и осаждать С-полисахарид клеточной стенки пневмококков [6, 7].

Мультифункциональность СРБ обуславливает его участие во всех звеньях патогенеза сосудистой катастрофы. СРБ, связываясь с липопротеинами низкой плотности, накапливается в местах атеросклеротического поражения артерий, стимулирует выработку клетками ряда биологически активных веществ (тканевого фактора, фактора некроза опухоли- α , интерлейкинов-6 и 1, свободных радикалов), что ускоряет процесс атеротромботического ремоделирования сосудов. СРБ углубляет эндотелиальную дисфункцию, повышая тромбогенный потенциал крови за счет торможения синтеза эндотелиального оксида азота [3, 6, 7].

Ранее общепринятыми методами определения концентрации СРБ в крови были иммунотурбидиметрия, радиальная иммунодиффузия и нефелометрия. Считалось, что при уровне СРБ ниже 5 мг/л воспалительный процесс отсутствует и в норме СРБ не определяется. Внедрение в лабораторную практику высокочувствительных методов детекции с помощью иммобилизованных на частицах латекса антител к СРБ позволило увеличить чувствительность анализа с нижней границей определения СРБ 0,05 мг/л. Значения СРБ < 5 мг/мл, стали называть «базовыми», а новый тест обозначили как высокочувствительный СРБ (hsСРБ).

Современные патогенетически обоснованные подходы к лечению ишемического инсульта обязательно включают применение высокоэффективных

методов реперфузии в первые часы цереброваскулярной катастрофы. Они направлены на восстановление кровотока в пораженном сосуде, что позволяет предотвратить или уменьшить объем необратимого повреждения вещества головного мозга и минимизировать остаточный неврологический дефицит [1, 2, 4, 5].

Ежегодно в России регистрируется более четырехсот тысяч ишемических инсультов, имеется тенденция к увеличению числа случаев проведения тромболитической терапии. Из трех тромболизов лишь один оказывается успешным, при том, что каждая такая процедура обходится государству в сумму около 100 тысяч рублей. Снижение количества неудачных тромболизов позволит сэкономить миллионы рублей и снизить число нежелательных последствий.

Цель исследования: оценка уровня высокочувствительного С-реактивного белка в остром периоде ишемического инсульта в зависимости от проводимой тромболитической терапии с целью определения возможности использования данного показателя в качестве предиктора исхода острых нарушений мозгового кровообращения (ОНМК) и прогнозирования результатов тромболитической терапии.

Материалы и методы:

В период с 2011 по 2014 гг. обследованы 224 пациента с ишемическим инсультом, из которых 112 пациентам проводилась тромболитическая терапия. У 57 пациентов, 28 из которых получили тромболитическую терапию, проведены специальные биохимические исследования. Контрольную группу составили 13 пациентов без острых цереброваскулярных событий в анамнезе, сопоставимые по половозрастным признакам и сопутствующим заболеваниям с основной группой.

Забор венозной крови для исследований проводили дважды: при поступлении (1 проба) и на 5-7 сутки от начала заболевания (2 проба).

В качестве биохимического исследования использовался метод иммунотурбидиметрии (реактивы «Bio-systems», Испания) высокочувствительный метод (мг/л) для определения Hs-СРБ – высокочувствительного С-реактивного белка плазмы крови.

Таблица 1

Показатели 1 и 2 пробы в группах с базовой терапией и с базовой терапией в сочетании с ТЛТ в зависимости от клинической динамики состояния пациента

Группы	Динамика	Результаты	HsСРБ 1 проба	HsСРБ 2 проба	
Базовая терапия (n=29)	нет "+" динамики	Среднее	16,6*	16,88***	
		Стандарт. ошибка среднего	3,384	4,953	
	"+" динамика	Среднее	9,96	8,04	
		Стандарт. ошибка среднего	2,085	1,930	
			p	0,030	0,039
	ТЛТ на фоне базовой терапии (n=29)	нет "+" динамики	Среднее	17,05**	22,73***
Стандарт. ошибка среднего			5,429	7,217	
"+" динамика		Среднее	7,00	11,18	
		Стандарт. ошибка среднего	2,698	2,462	
		p	0,047	0,047	

Примечание: p<0,05: * - p – достоверность статистических различий между показателями 1 пробы в группе без ТЛТ у пациентов с "+" динамикой и без нее; ** - p – достоверность статистических различий между показателями 1 пробы в группе с ТЛТ у пациентов с "+" динамикой и без нее; *** - p – достоверность статистических различий между показателями 2 пробы в группе без ТЛТ у пациентов с "+" динамикой и без нее

Для объективизации тяжести состояния, выраженности очагового неврологического дефицита и оценки динамики клинических показателей использовали шкалу инсульта National Institutes of Health (NIHSS). Клинические исходы заболевания оценивали по модифицированной шкале Рэнкина (МШР) и по индексу мобильности Ривермид на 7 сутки.

Статистический анализ производили с использованием программы IBMSPSS Statistics 21. Распределение количественных данных проверяли с помощью теста Колмогорова-Смирнова. При нормальном распределении данных сравнение 2-х независимых групп проводили при помощи критерия Стьюдента, а динамику показателей в каждой группе парным критерием Стьюдента. При распределении данных, отличном от нормального, для сравнения применяли критерий Манна-Уитни для независимых 2-х групп и критерий Вилкоксона для сравнения динамики показателей в каждой группе. При сравнении 3-х групп использовали поправку Бонферрони.

В ходе анализа результатов биохимических исследований были получены следующие результаты (табл. 1).

Значение HsCRP при поступлении достоверно повышено у пациентов с отсутствием положительной динамики как в группе с базовой терапией ($16,6 \pm 3,384$ в группе без положительной динамики и $9,96 \pm 2,085$ в группе с положительной динамикой), так и в группе с ТЛТ на фоне базовой терапии ($17,05 \pm 5,429$ и $7,0 \pm 2,698$ соответственно).

Данная тенденция сохраняется и при оценке данных показателей после лечения: HsCRP в группе с базовой терапией ($16,88 \pm 4,953$ в группе без положительной динамики и $8,04 \pm 1,93$ в группе с положительной динамикой), в группе с ТЛТ на фоне базовой терапии ($22,73 \pm 7,217$ и $11,18 \pm 2,462$ соответственно). Следовательно, можно трактовать повышенные показатели HsCRP при поступлении, как предиктор неблагоприятного прогноза заболевания, что может позволить рационализировать применение ТЛТ.

Заключение: Проведенные в настоящей работе исследования выявили возможность использования высокочувствительного С-реактивного белка плазмы крови в качестве биомаркера неблагоприятного результата тромболитической терапии и могут быть использованы в качестве одного из критериев отбора пациентов для проведения тромболитической терапии.

Литература:

1. Домашенко М. А., Максимова М. Ю. с соавторами. Течение острого периода инсульта после системного внутривенного тромболитика // *Анналы клинической и экспериментальной неврологии*. – 2001. – Том 5, № 1. – С. 52-58.
2. Острые и хронические проблемы цереброваскулярной патологии. Учебное пособие / Рейхерт Л.И., Кичерова О.А., Прилепская О.А. – Тюмень, 2015. – 156 с.
3. Рейхерт Л.И., Клушин Д.Ф., Крылов В.И. Роль структурно-функциональной дезорганизации клеточных мембран в патогенезе мозговых инсультов // *Журнал неврологии и психиатрии им. С.С. Корсакова*. – 1987. - Вып. 1. – С. 23-26.
4. Скорикова В.Г., Кичерова О.А., Асеева К.С., Семешко С.А. Предикторы эффективности тромболитической терапии при ишемическом инсульте // *Медицинская наука и образование Урала*. – Тюмень. – 2014. – № 2, вып. 2 (78). – С. 69-71.
5. Скорикова В.Г., Кичерова О.А., Рейхерт Л.И., Семешко С.А. Специальные биохимические исследования для оценки эффективно-

- сти тромболитической терапии при ишемическом инсульте // *Тюменский медицинский журнал*. – 2016. – Том 18, № 1. – С. 32-35
6. Volanakis J.E. Human C-reactive protein: expression, structure, and function // *Molecular Immunology*. – 2001. – Vol. 38, № 2-3. – P. 189-197.
7. Peisajovich A. C-reactive Protein at the Interface Between Innate Immunity and Inflammation // *Expert Rev Clin Immunol*. – 2008. – Vol. 4, № 3. – P. 379-390.

PERSPECTIVE OF GENE THERAPY FOR HEART FAILURE

M.V. Malishevskiy, A.Y. Kukarskiy, D.M. Semukhin

Tyumen State Medical University, Russia

Chronic heart failure remains one of the most prevalent reasons of global mortality despite the fact that modern drugs slow the progression of the disease. There is a need of a new therapeutic approach for heart failure treatment. Recent achievements in understanding the molecular basis of myocardial dysfunction caused by heart failure provide more effective gene transfer technologies allowing accessible gene-based therapy emergence. Nowadays heart failure gene therapy moves from experimental tool to the threshold of becoming viable clinical option.

Possible options of gene therapy are:

1. Targeting the β -adrenergic system – Several gene-based experiments tested the hypothesis that genetic manipulation of the myocardial β -AR system can enhance cardiac function.

a. Overexpression of β -AR: Overexpression of β -AR was initially tested as a simple way to overcome β -AR downregulation. Transgenic mice overexpressing the human β 1-ARs suffered from severe cardiomyopathy [1]. In contrast, mice with cardiac overexpression of β 2-AR demonstrated increased basal myocardial adenylyl cyclase activity with increased left ventricular function [2]. Both direct and intracoronary myocardial delivery of Adenovirus containing the human β 2-AR transgene has resulted in enhanced cardiac performance in rodents and mammalian models 8990.

b. Inhibition of G protein-coupled receptor kinases (GRKs): GRK2 is the most expressed GRK in the heart. It has been implicated in the pathogenesis of dysfunctional cardiac β -AR signaling accounting for a deleterious activity in the failing heart [3]. Using intracoronary adenovirus-mediated β ARKct transgene delivery to rabbits 3 weeks after induced myocardial infarction demonstrated a marked reversal of ventricular dysfunction [4]. More recent studies have focused on overexpressing β ARKct in large animal models [5].

c. Activation of cardiac adenylyl cyclase (AC) expression: Overexpression of AC VI in transgenic mice resulted in improved cardiac function in response to adrenergic stimulation along with increased cyclic adenosine monophosphate production in isolated cardiac myocytes [6]. The favorable effects of AC VI in preclinical studies are encouraging and this approach is currently under investigation for initiation of clinical trials in patients with heart failure (HF) [7].

2. Targeting Ca^{2+} cycling proteins-HF is characterized by multiple defects in Ca^{2+} -handling proteins involved

in excitation-contraction coupling. Reversal of those defects by gene therapy techniques has shown very promising results.

a. Overexpression of sarcoplasmic reticulum Ca²⁺-ATPase (SERCA2a): Long-term overexpression of SERCA2a by intracoronary delivery of adeno-associated virus (AAV) carrying SERCA2a has been associated with preserved systolic function and improved ventricular remodeling in a swine volume-overload model of HF [8]. Beyond their effects on enhancing contractility, SERCA2a gene transfer has been shown to restore the energetic state of the heart [9-12] both in terms of energy supply and utilization, decrease ventricular arrhythmias [13, 14], and enhance coronary flow through activation of eNOS in endothelial cells [15].

b. Phospholamban (PLN) inhibition: Decreasing PLN in human cardiac myocytes showed an improvement in contraction and relaxation velocities similar to the benefit seen with gene transfer of SERCA2a [16].

c. Active Inhibitor-1 (I-1) and Inhibition of phosphatase 1 (PP1): HF is associated with elevated PP1 activity in humans resulting in dephosphorylation of PLN. Overexpression of PP1 or ablation of I-1 in murine hearts has been associated with decreased β -AR-mediated contractile responses, depressed cardiac function and premature death consistent with HF [17-19]. I-1 expression ameliorated ischemia/reperfusion-induced injury by reducing the infarct size and improving contractile recovery in addition to decreasing biomarkers of apoptosis and ER stress response [17-19].

d. S100A1: S100 is part of a family of Ca²⁺-modulated proteins implicated in intracellular regulatory activities. It promotes cardiac contractile and relaxation function through enhancing the activity of both RYRs and SERCA2a [16]. In a rat model of HF, AAV6-mediated long-term expression of S100A1 resulted in a sustained *in vivo* reversal of LV dysfunction and remodeling [21, 22]. More recently AAV9 gene transfer of S100A1 in a pre-clinical model of ischemic cardiomyopathy induced dramatic improvements in contractile function reinforcing the rationale that a clinical trial of S100A1 gene therapy for human heart failure should be forthcoming.

e. SUMO1: SUMOs are a family of peptides that alter the function of other proteins in cells through a post-translational modification described as sumoylation. Sumoylation is involved in the modulation of various intracellular processes. Increasing SUMO1 levels by AAV9 gene transfer led to a restoration of SERCA2a levels, improved hemodynamic performance, and reduced mortality among the animals with heart failure [23].

3. Homing of stem cells—The SDF1/CXCR4 complex has emerged as a therapeutic target in ischemic heart failure [24] due to the ability of the SDF-1-CXCR4 system to promote the homing of stem cells to infarcted myocardium. A clinical trial is underway to investigate the therapeutic benefit of SDF-1 overexpression in ischemic cardiomyopathy [25]. One recent report has shown increased ischemia-reperfusion injury in rat hearts overexpressing CXCR4 [26], while another report investigated the modulation of beta-adrenergic receptor signaling by SDF-1 and CXCR4 [27], raising interrogations over the potential complex interaction between these chemokines and the cardiovascular

system. Pim-1 kinase has also been shown to enhance survival, proliferation, trafficking, lineage commitment, and functional engraftment of cardiac progenitor cells [28, 29]. Pim-1 is unique as it mediates not only proliferation, but also lineage commitment, and functional engraftment in hearts [28, 29].

4. Targeting cell death—In models of acute and sub-acute ischemia/reperfusion, overexpression of the anti-apoptotic protein Bcl-2, Akt or PI3 kinase reduces the rate of cardiomyocyte apoptosis and improved heart function [30]. In ischemia/reperfusion injury where apoptosis plays an important part of myocardial damage gene therapy with pro-survival factors appears to be amenable to intervention, it is less clear if other forms of cardiac injury such as hypertrophy and HF can benefit from anti-apoptotic strategies. For these situations, sophisticated promoters with oxygen sensing and modified HIF1 α promoters have been designed to induce survival factors in the setting of ischemia [31].

Expected results of gene therapy:

1) Regeneration of contractile performance of the failing heart due to peripheral perfusion improvement;
2) Subsequent reversal of neurohormonal overdrive and cardiac remodelling.

It has been shown that level GRK2 protein can be considered as an independent predictor of prognosis of patients with heart failure [32].

SERCA2a treatment has positive inotrope effect and do not have negative effects of accelerating in energy consumption [33].

The phase 1/2 CUPID trial was launched in 2007 [34]. The CUPID trial is a multicenter. The Phase 1 portion is an open-label, sequential dose escalation study (MYDICAR® Very Low, Low, Mild, and High Doses). The Phase 2 portion is a randomized, double-blind, placebo-controlled, parallel-group, dose ranging, feasibility trial that compares the use of intra-coronary administered AAV1/SERCA2a at 2 or 3 dose levels with placebo [35].

MYDICAR® is the drug targeting SERCA2a replacement therapy that is now being tested in a phase 2b study (CUPID-2), which can potentially open a new era in treatment of Heart failure. Recently it has been discovered that rAAV is a good vector for a drug. In human models rAAV1 seems to do its best. Still AAV is not good enough vector (because it doesn't have high affinity to heart cells) and further studies are required.

CUPID 1 (phase 2a) study states that SERCA2a treatment has effect of restoring lucitropic and inotropic function of the heart while also corrects cardiac metabolism which results in improvement of cardiac function [36].

In CUPID-1 study AAV1/SERCA2a were used as a vector for injecting drug to 39 patients intracoronary. Efficiency of the drug was measured by 5 parameters that were divided in 4 domains.

1) Symptoms (New York Heart Association Class, Minnesota Living with Heart Failure Questionnaire),
2) Functional status (6-minute walk test, peak maximum oxygen consumption),
3) Biomarker (N-terminal prohormone brain natriuretic peptide),
4) Left ventricular function/remodeling (left ventricular ejection fraction, left ventricular end-systolic volume)

5) Additionally clinical outcomes.

Success point was mentioned as clinical improvement in those parameters and no worsening of them in 6 months. In 12 month cardiovascular events frequency decreased (0 in MYDICAR® group while 2 in control group). Duration of cardiovascular hospitalization in 12 month decreased also. As a result, patients with High dosage of drug meets all the requirements of the study success.

The problem of eligibility of patients to this study rises as there were no patients with undetectable neutralizing antibodies against AAV1 (titer 1:2), which can block entry of the vector into the target cells. Which is measured by approximately 50% of population.

Notably no cellular immune response were noticed but humoral immune response has developed which means that re-injection of drug is possible

CUPID 1 showed that MYDICAR® could be considered as a potential drug but larger study is needed – (CUPID 2)

CUPID 2 though completely failed to meet endpoint success requirements. No improvements of any of previously stated efficiency parameters were noted.

In analyzing differences of two studies. No obvious important differences in study population characteristics were recorded between the trials, except for a higher use of cardiac resynchronisation treatment in CUPID 1.

Also a review of manufacturing processes identified a difference in the proportion of empty viral capsids (containing only the protein capsid and not the single-stranded DNA) between CUPID 1 (85%) and CUPID 2 (25%), which could have affected transduction efficiency, thus leading to smaller proportion of transduced cells [37].

References:

1. Engelhardt S., Hein L., Dyachenkov V. et al. Altered calcium handling is critically involved in the cardiotoxic effects of chronic beta-adrenergic stimulation // *Circulation*. – 2004. – Vol. 109, № 9. – P.1154–1160.
2. Milano C.A., Allen L.F., Rockman H.A. et al. Enhanced myocardial function in transgenic mice overexpressing the beta 2-adrenergic receptor // *Science*. – 1994. – Vol. 264, № 5158. – P. 582–586.
3. Hata J.A., Williams M.L., Koch W.J. Genetic manipulation of myocardial beta-adrenergic receptor activation and desensitization // *J. Mol. Cell. Cardiol.* – 2004. – Vol. 37, № 1. – P. 11–21.
4. Shah A.S., White D.C., Emani S. et al. In vivo ventricular gene delivery of a beta-adrenergic receptor kinase inhibitor to the failing heart reverses cardiac dysfunction // *Circulation*. – 2001. – Vol. 103, № 9. – P. 1311–1316.
5. Katz M.G., Fargnoli A.S., Swain J.D. et al. AAV6-betaARKct gene delivery mediated by molecular cardiac surgery with recirculating delivery (MCARD) in sheep results in robust gene expression and increased adrenergic reserve // *J. Thorac. Cardiovasc. Surg.* – 2011. – May. – Vol. 50, № 5. – P. 766–776.
6. Gao M.H., Lai N.C., Roth D.M. et al. Adenylyl cyclase increases responsiveness to catecholamine stimulation in transgenic mice // *Circulation*. – 1999. – Vol. 99, № 12. – P. 1618–1622.
7. Lai N.C., Roth D.M., Gao M.H. et al. Intracoronary delivery of adenovirus encoding adenylyl cyclase VI increases left ventricular function and cAMP-generating capacity // *Circulation*. – 2000. – Vol. 102, № 19. – P. 2396–2401.
8. Kawase Y., Ly H.Q., Prunier F. et al. Reversal of cardiac dysfunction after long-term expression of SERCA2a by gene transfer in a pre-clinical model of heart failure // *J. Am. Coll. Cardiol.* – 2008. – Vol. 51, № 11. – P. 1112–1119.
9. Sakata S., Lebeche D., Sakata N. et al. Restoration of mechanical and energetic function in failing aortic-banded rat hearts by gene transfer of calcium cycling proteins // *J. Mol. Cell. Cardiol.* – 2007. – Vol. 42, № 4. – P. 852–861.
10. Sakata S., Lebeche D., Sakata Y. et al. Transcoronary gene transfer of SERCA2a increases coronary blood flow and decreases cardio-

- myocyte size in a type 2 diabetic rat model // *Am. J. Physiol. Heart. Circ. Physiol.* – 2007. – Vol. 292, № 2. – P. 1204–1207.
11. Lyon A.R., Bannister M.L., Collins T. et al. SERCA2a Gene transfer decreases SR calcium leak and reduces ventricular arrhythmias in a model of chronic heart failure // *Circ. Arrhythm. Electrophysiol.* – 2011. – Jun. – Vol. 4, № 3. – P. 362–372.
12. Cutler M.J., Wan X., Laurita K.R. et al. Targeted SERCA2a gene expression identifies molecular mechanism and therapeutic target for arrhythmogenic cardiac alternans // *Circ. Arrhythm. Electrophysiol.* – 2009. – Vol. 2, № 6. – P. 686–694.
13. del Monte F., Lebeche D., Guerrero J.L. et al. Abrogation of ventricular arrhythmias in a model of ischemia and reperfusion by targeting myocardial calcium cycling // *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*. – 2004. – Vol. 101, № 15. – P. 5622–5627.
14. Prunier F., Kawase Y., Gianni D. et al. Prevention of ventricular arrhythmias with sarcoplasmic reticulum Ca²⁺ ATPase pump overexpression in a porcine model of ischemia reperfusion // *Circulation*. – 2008. – Vol. 118, № 6. – P. 614–624.
15. Hadri L., Bobe R., Kawase Y. et al. SERCA2a Gene Transfer Enhances eNOS Expression and Activity in Endothelial Cells // *Molecular Therapy*. – 2010. – Jul. – Vol. 18, № 7. – P. 1284–1292.
16. del Monte F., Harding S.E., Dec G.W. et al. Targeting phospholamban by gene transfer in human heart failure // *Circulation*. – 2002. – Vol. 105, № 8. – P.904–907.
17. Nicolaou P., Rodriguez P., Ren X. et al. Inducible expression of active protein phosphatase-1 et al. inhibitor-1 enhances basal cardiac function and protects against ischemia / reperfusion injury // *Circ Res.* – 2009. – Apr. 24. – Vol. 104, № 8. – P. 1012–1020.
18. Pathak A., Baldwin B., Kranias E.G. Key protein alterations associated with hyperdynamic cardiac function: insights based on proteomic analysis of the protein phosphatase 1 inhibitor-1 overexpressing hearts // *Hellenic J. Cardiol.* – 2007. – Vol. 48, № 1. – P. 30–36.
19. Pathak A., del Monte F., Zhao W. et al. Enhancement of cardiac function and suppression of heart failure progression by inhibition of protein phosphatase 1 // *Circ. Res.* – 2005. – Vol. 96, № 7. – P. 756–766.
20. Most P., Pleger S.T., Volkens M. et al. Cardiac adenoviral S100A1 gene delivery rescues failing myocardium // *J. of Clinical Investigation*. – 2004. – Vol. 114. – P. 1550–1563.
21. Pleger S.T., Most P., Boucher M. et al. Stable myocardial-specific AAV6-S100A1 gene therapy results in chronic functional heart failure rescue // *Circulation*. – 2007. – Vol. 115, № 19. – P. 2506–2515.
22. Most P., Koch W.J. S100A1: a calcium-modulating inotropic prototype for future clinical heart failure therapy // *Future Cardiol.* – 2007. – Vol. 3, № 1. – P. 5–11.
23. Kho C., Lee A., Jeong D. et al. SUMO1-dependent modulation of SERCA2a in heart failure // *Nature*. – 2011. – Vol. 4, № 77 (7366). – P. 601–605.
24. Ghadge S.K., Muhlstedt S., Ozcelik C., Bader M. SDF-1alpha as a therapeutic stem cell homing factor in myocardial infarction // *Pharmacol. Ther.* – 2011. – Vol. 129, № 1. – P. 97–108.
25. Kawase Y., Ladage D., Hajjar R.J. Rescuing the failing heart by targeted gene transfer // *J. Am. Coll. Cardiol.* – 2011. – Vol. 57, 10. – P. 1169–1180.
26. Chen J., Chemaly E., Liang L. et al. Effects of CXCR4 gene transfer on cardiac function after ischemia-reperfusion injury // *Am. J. Pathol.* – 2010. – Vol. 176, № 4. – P. 1705–1715.
27. LaRocca T.J., Schwarzkopf M., Altman P. et al. Beta2-Adrenergic receptor signaling in the cardiac myocyte is modulated by interactions with CXCR4 // *J. Cardiovasc. Pharmacol.* – 2010. – Vol. 56, 5. – P. 548–559.
28. Cottage C.T., Bailey B., Fischer K.M. et al. Cardiac progenitor cell cycling stimulated by pim-1 kinase // *Circ. Res.* – 2010. – Vol. 106, № 5. – P. 891–901.
29. Fischer K.M., Cottage C.T., Wu W. et al. Enhancement of myocardial regeneration through genetic engineering of cardiac progenitor cells expressing Pim-1 kinase // *Circulation*. – 2009. – Vol. 120, № 21. – P.2077–2087.
30. Matsui T., Tao J., del Monte F. et al. Akt activation preserves cardiac function and prevents injury after transient cardiac ischemia in vivo // *Circulation*. – 2001. – Vol. 104, № 3. – P. 330–335.
31. Fomicheva E.V., Turner I.I., Edwards T.G. et al. Double oxygen-sensing vector system for robust hypoxia/ischemia-regulated gene induction in cardiac muscle in vitro and in vivo // *Mol. Ther.* – 2008. – Vol. 16, № 9. – P. 1594–1601.
32. Giuseppe Rengo, Gennaro Pagano, Pasquale Perrone Filardi, Grazia Daniela Femminella et al. Prognostic value of lymphocyte G protein-coupled receptor kinase-2 protein levels in patients with heart failure // *Circ Res.* – 2016. – Apr. 1. – Vol. 118, № 7. – P. 1116–1124.
33. Sikkel M.B., Hayward C., MacLeod K.T., Harding S.E., Lyon A.R. SERCA2a gene therapy in heart failure: an anti-arrhythmic positive

- inotrope // Br. J. Pharmacol. – 2014. – Jan. – Vol. 171, № 1. – P. 38-54.
34. Hajjar, Roger J. et al. Design of a phase 1/2 trial of intracoronary administration of AAV1/SERCA2a in patients with heart failure // J. of Cardiac Failure. – 2008. – Vol. 14, № 5. – P. 355–367.
35. Jaski B.E., Jessup M.L., Mancini D.M. et al. Calcium upregulation by percutaneous administration of gene therapy in cardiac disease (CUPID Trial), a first-in-human phase 1/2 clinical trial // J. of cardiac failure. – 2009. – Vol. 15, № 3. – P.171-181.
36. Mariell Jessup, Barry Greenberg, Donna Mancini, Thomas Cappola et al. On behalf of the calcium upregulation by percutaneous administration of gene therapy in cardiac disease (CUPID) investigators background-adenovirus-associated virus type 1/sarcoplasmic reticulum Ca²⁺-ATPase was assessed in a randomized, double-blind, placebo-controlled, phase 2 study in patients with advanced heart failure // Circulation. – 2011. – Vol. 124. – P. 304-313.
37. Barry Greenberg, Javed Butler et al. Calcium upregulation by percutaneous administration of gene therapy in patients with cardiac disease (CUPID 2): a randomised, multinational, double-blind, placebo-controlled, phase 2b trial // Lancet. – 2016. – Mar. 19. – Vol. 387 (10024). – P. 1178-1186.

2. ХИРУРГИЯ. ОНКОЛОГИЯ

ИММУНИТЕТ И ЗЛОКАЧЕСТВЕННЫЕ НОВООБРАЗОВАНИЯ (КРАТКИЙ ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ)

Е.П. Зотова

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

В кратком обзоре литературе представлены данные о иммунных нарушениях при злокачественных новообразованиях. Указаны основные причины и линии нарушений клеточного и гуморального иммунитета. Делается вывод о важной роли иммунологических исследований в онкологической клинике как с целью выявления нарушений защитных механизмов, так и определения направлений коррекционной работы.

Ключевые слова: рак, онкология, иммунитет, иммунодефицит.

Иммунная система является одной из важнейших систем поддержания гомеостаза, обеспечивающая как противомикробную, так и противоопухолевую защиту [5, 11, 14].

Отсутствие полноценного иммунного ответа при злокачественном опухолевом росте связывают с тремя основными причинами: недостаточная иммуногенность опухолевого антигена (или ее полное отсутствие); способность опухоли вызывать местную или системную иммунодепрессию со снижением активности Т-лимфоцитов, вследствие накопления иммуносупрессивных факторов, влияющих на Т-клеточный рецептор и передачу этого рецептора [9, 15]; нарушение механизма презентации антигенов «профессиональными» антигенпрезентирующими клетками Т-лимфоцитам [21].

Противоопухолевый иммунитет имеет несколько линий защиты, которые представлены клеточными и гуморальными факторами.

К клеточным факторам противоопухолевой обороны относятся Т-лимфоциты, макрофаги и природные киллеры (NK-клетки). В последнее время многие исследова-

ватели уделяют большое внимание макрофагам, что обусловлено полифункциональностью этих клеток в организме. Отмечается, что, являясь ключевой клеткой воспаления, макрофаг играет первостепенную роль в заживлении ран. А так как, по ряду индуцируемых в организме реакций, опухоль является «незаживающей раной» многие исследования направлены на оценку противоопухолевой активности макрофагов [8, 17, 22].

Важную роль в противоопухолевой защите играют и гуморальные факторы – цитокины, среди которых наибольшее значение имеют фактор некроза опухоли - α (ФНО- α), интерфероны, интерлейкины [19, 20], дефицит которых нарушает систему защиты организма от экспансии опухолевых клеток. Интерфероны ускоряют созревание NK-клеток и потенцируют их литическую функцию. В отличие от ФНО- α интерфероны обладают только цитостатическим эффектом [19].

ФНО- α продуцируется моноцитами-макрофагами и NK-клетками, и в физиологических условиях является важнейшим элементом защиты организма от вирусной, бактериальной и паразитарной инфекций. В тоже время он является единственным цитокином, обладающим прямым цитотоксическим эффектом на опухолевые клетки [19]. При высоких концентрациях в циркулирующей крови в течение длительного времени ФНО- α оказывает выраженное противоопухолевое воздействие [18].

Нарушения системы гомеостаза так же отражаются на состоянии иммунной системы в целом, что клинически проявляется в формировании иммунодефицитных состояний.

Выделяют две большие группы иммунодефицитов – первичные (врожденные) и вторичные (приобретенные) [11, 14]. Их роль в развитии онкопатологии неодинакова. Первичные иммунодефицитные состояния представляют собой врожденные нарушения иммунной системы, характеризующиеся ранней клинической реализацией иммунопатологии. Большинство первичных ИДС являются наследуемыми состояниями. Преобладающий тип наследования аутосомно - рецессивный, при этом многие классические формы первичных ИДС наследуются сцепленно с X-хромосомой, поэтому в структуре первичных ИДС до 80% составляют мальчики. Показательным является то, что возрастоспецифический уровень смертности от опухолей в группах первичных иммунодефицитов превышает в 10-200 раз ожидаемый показатель для общей популяции.

Вторичные ИДС – это приобретенные нарушения в иммунной системе, которые формируются при воздействии на организм неблагоприятных, иммуносупрессирующих факторов. Вторичные ИДС имеют большее значение в онкологии, так как исследования свидетельствуют о значительных нарушениях иммунитета у больных злокачественными новообразованиями [2, 12, 16].

Причинные факторы развития иммунодефицитного состояния у больных злокачественными новообразованиями многообразны. Они могут быть обусловлены иммуносупрессивным действием, оказываемым прогрессирующей опухолью, следствием проводимого

специального лечения, отрицательным действием сопутствующей патологии, хронического стресса и других факторами [6, 18].

На иммунологическую резистентность организма значительное влияние оказывают сопутствующие заболевания, среди которых большое значение имеет инфекционная патология. Сегодня известен ряд вирусных инфекций, способных привести к формированию иммунодефицитного состояния и развитию неопластических процессов. Это вирусные гепатиты В и С, вирус папилломы, вирус Эпштейна-Барр [20].

Немаловажное значение в снижении иммунологической резистентности играет синдром эндогенной интоксикации (СЭИ). В патогенезе СЭИ выделяют три основных взаимоотношающихся звена, определяющих состояние больных и выраженность клинической симптоматики – это токсемия, тканевая гипоксия и угнетение функции собственных детоксицирующих защитных систем организма. Дистанционное воздействие эндотоксинов выражается, прежде всего, поражениями систем иммунитета и микроциркуляции [10].

Данные лабораторной диагностики иммунных нарушений при злокачественных опухолях свидетельствуют о том, что у большинства пациентов отмечается разноуровневое снижение общего числа лейкоцитов и лимфоцитов, абсолютного и относительного числа нейтрофилов, моноцитов [2, 7]. Анализ субпопуляционного состава, как правило, выявляет значительные нарушения в Т-клеточном звене, в виде снижения абсолютных и относительных значений Т-лимфоцитов, Т-хелперов и Т-супрессоров, снижение индекса иммунореактивности [3, 15].

Вместе с тем, данные литературы о характере изменений уровня различных классов иммуноглобулинов, циркулирующих иммунных комплексов у онкологических больных не однозначны [1, 4, 13].

Таким образом, приведенные в настоящем кратком обзоре данные свидетельствуют о важной роли иммунологических исследований в онкологической клинике как с целью выявления нарушений защитных механизмов, так и определения направлений коррекционной работы [3].

Литература:

1. Абакумова Т.В., Антонеева И.И. Неспецифический клеточный иммунитет на разных стадиях рака шейки матки // Ульяновский медико-биологический журнал. – 2012. – № 2. – С. 104-110.
2. Барсуков В.Ю., Чеснокова Н.П., Селезнева Т.Д., Зяблов Е.В. Динамические изменения показателей иммунологических механизмов защиты у больных с отечно-инфильтративной формой рака молочной железы // Тюменский медицинский журнал. – 2012. – № 2. – С. 36.
3. Глазкова Н.Н. Иммуномодуляторы в лечении рака // Вестник Калужского университета. – 2016. – № 2 (31). – С. 18-28.
4. Ефетов К.А., Троицкий Г.В., Ефетов С.В. Устойчивость конформации сывороточных иммуноглобулинов при некоторых опухолях // Вопр. мед. химии. – 1992. – Том 37, № 4. – С. 18-20.
5. Кадагидзе З.Г., Черткова А.И. Новые подходы к повышению эффективности противоопухолевого иммунного ответа // Иммунология. – 2015. – Том 36, № 1. – С. 66-70.
6. Ларионова В.Б., Короткова О.В. Иммунологический мониторинг больных, перенесших высокодозную полихимиотерапию // Паллиативная медицина и реабилитация. – 2001. – № 2-3. – С. 43.
7. Нестерова И.В., Ковалева С.В., Колесникова Н.В., Чудилова Г.А., Фомичева Е.В., Коков Е.А. Особенности нарушений основных механизмов противоопухолевого иммунитета при различных неопластических заболеваниях органов пищеварения // International Journal on Immunorehabilitation. – 2010. – Том 12, № 2. – С. 161-162.

8. Окулов В.Б. Актуальные проблемы иммунотерапии опухолей в контексте эволюционно закрепленной реакции макрофага на повреждение тканей // Вопросы онкологии. – 1997. – Том 43, № 1. – С. 102-106.
9. Олейник Е.К., Бахлаев И.Е. Изучение молекулярных механизмов снижения иммунологического контроля при опухолевом росте // Тез. I Съезда онкологов стран СНГ. Москва, 3-6 декабря 1996 г. – С. 181-182.
10. Остапенко В.А. К патогенезу синдрома эндогенной интоксикации // Эндогенные интоксикации: Тез. междунар. симпози., СПб., 1994. – С. 43.
11. Пинегин Б.В., Чередеев А.Н., Хаитов Р.М. Оценка иммунной системы человека: сложности и достижения // Вестник РАМН. – 1998. – № 1. – С. 11-15.
12. Попова Н.Н. Вторичный иммунодефицит, нарушения цитокиновой регуляции и антиоксидантной защиты у онкологических колоректологических больных // Новые технологии. – 2010. – № 3. – С. 101-105.
13. Савина Н.П. Циркулирующие иммунные комплексы при злокачественных новообразованиях // Сов. мед. – 1989. – № 8. – С. 8-10.
14. Сапин М.Р. Иммунная система и иммунодефицит // Клиническая медицина. – 1999. – № 1. – С. 5-11.
15. Скотаренко Л.В., Вороников И.К., Кадагидзе З.Г., Шамилов Ф.А. Особенности Т-клеточного иммунитета при раке молочной железы // Опухоли женской репродуктивной системы. – 2011. – № 4. – С. 24-28.
16. Соловьев Ю.Н., Покровская Н.Н. Опухолевый рост и иммунодефицитные состояния // Арх. патологии. – 1990. – Том 53, № 52. – С. 25-28.
17. Уманский В.Ю. Роль макрофагов в противоопухолевой резистентности организма при метастазировании: обзор // Эксперим. онкология. – 1989. – Том 11, № 6. – С. 11-16.
18. Hernandez-Caselles T., Stutman O. Immune functions of tumor necrosis factor // J. Immunol. – 1993. – Vol. 151, № 8. – P. 3999-4012.
19. Kleine B. Tumorimmunologie. Folge 11. Unspezifische Steigerung der Immunabwehr // MTA. – 1994. – Vol. 9, № 11. – С. 956-960.
20. Song J. Tumor immunology: the glass is half full // Immunity. – 1998. – № 9. – P. 757-763.
21. Weinberg R.A. Tumor suppressor genes // Science. – 1991. – Vol. 254. – P. 1138-1145.
22. Williams M.A., Newland A.C., Kelsey S.M. The immunotherapeutic potential of the monocyte // Cancer J. – 1998. – Vol. 11, № 3. – С. 111-126.

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ И СМЕРТНОСТИ ОТ ЗЛОКАЧЕСТВЕННЫХ НОВООБРАЗОВАНИЙ НАСЕЛЕНИЯ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Зырянов, Н.М. Федоров,
П.Б. Зотов, В.Н. Ощепков

Тюменский ГМУ, г. Тюмень, Россия

Ежегодно в мире регистрируется более 15 миллионов новых случаев злокачественных опухолей (ЗО) и 8 млн. больных умирает от данной патологии. В Российской Федерации в 2015 году выявлено 589381 случаев злокачественных новообразований (ЗНО). Абсолютное число умерших от злокачественных опухолей составило 296476 [1]. В задачи настоящего исследования входил анализ заболеваемости и смертности от злокачественных опухолей населения Тюменской области (без автономных округов) в 2015 году.

В 2015 г. основными направлениями деятельности онкологической службы области оставались улучшение профилактики злокачественных новообразований и совершенствование методов оказания квалифицированной медицинской помощи пациентам.

По данным областного популяционного канцер-регистра в 2015 г. по Тюменской области (ТО) было впервые зарегистрировано 5559 случаев злокачествен-

ных опухолей, в том числе 2877 (51,8%) у женщин и 2682 (48,2%) – у мужчин. В Российской Федерации за аналогичный период выявлено 589 381 случаев ЗНО, у женщин – 319 335 (51,4%), у мужчин – 270046 (48,6%). Относительный (грубый) показатель заболеваемости ЗО составил 385,53 на 100 тыс. среднегодового населения, что на 5,6% выше уровня 2014 г. и несколько ниже среднероссийского показателя (РФ 2015 г. – 402,57) [2, 3].

Стандартизованный показатель заболеваемости ЗНО (оба пола) в 2015 г. составил в Тюменской области 267,76 на 100 тыс. населения (РФ – 241,35).

Заболеваемость ЗО женского населения достигла 377,88 на 100 тыс. населения соответствующего пола, что на 0,9% выше уровня 2014 г. (РФ 2015 г. – 406,42). Стандартизованный показатель онкологической заболеваемости женского населения области составил – 238,83 на 100 тыс. населения соответствующего пола (РФ 2015 г. – 223,01).

Показатель заболеваемости ЗНО мужского населения области достиг 394,08 на 100 тыс. населения соответствующего пола, что выше показателя предыдущего года на 14,13% (РФ 2015 г. – 398,1 на 100 тыс. населения). Аналогичный показатель заболеваемости мужского пола равнялся – 326,85 на 100 тыс. населения (РФ 2015 г. – 284,04).

В 2015 г/ по югу Тюменской области у 69 детей в возрасте 0-17 лет был впервые установлен диагноз злокачественного новообразования (в возрасте 0-14 лет – у 56 детей). Доля больных с морфологической верификацией диагноза составила 78,3% у детей 0-14 лет и 97,1% у детей 0-17 лет (РФ 2015 г. 0-14 лет – 92,6% и 0-17 лет – 93,0%).

Показатели распределения больных в возрасте 0-17 лет по стадиям опухолевого процесса: I стадия – 4,3% (РФ 2015 г. – 7,1%), II стадия – 11,6% (РФ 2015 г. – 14,0%), III стадия – 10,1% (РФ 2015 г. – 9,0%), IV стадия – 10,1% (РФ 2015 г. – 8,6%), стадия не применима (неизвестна) – 63,9% (РФ 2015 г. – 61,3%).

Под наблюдением в лечебно-профилактических учреждениях Юга области в 2015 г. находилось 205 детей в возрасте до 14 лет с онкологическими заболеваниями, из них 5 лет и более – 73 ребенка (35,6%); в возрасте до 17 лет – 236 детей, из них 5 лет и более – 84 ребенка (35,6%).

Показатель распространенности злокачественных новообразований в детской популяции 0-14 лет по югу Тюменской области составил 75,2 на 100 тыс. детского населения соответствующего возраста (РФ 2015 г. – 72,8), от 0 до 17 лет – 75,8 на 100 тыс. соответствующего населения (РФ 2015 г. – 80,1).

Показатель заболеваемости ЗО в 2015 г. для детей Тюменской области составил в возрасте до 14 лет – 20,4 на 100 тыс. детского населения соответствующего возраста (РФ 2015 г. – 12,9); до 17 лет – 21,9 на 100 тыс. детского населения соответствующего возраста (РФ 2015 г. – 13,0).

Показатель одногодичной летальности в возрасте до 14 лет – составил 16,1% (РФ 2015 год – 9,4%), в возрасте до 17 лет – 20% (РФ 2015 г. – 9,3%).

Показатель смертности от злокачественных новообразований равнялся до 14 лет – 4,4 на 100 тыс. дет-

ского населения соответствующего возраста (РФ 2015 г. – 3,4); до 17 лет – 4,5 соответственно (РФ 2015 г. – 3,2).

В структуре злокачественных заболеваний (оба пола) 1 ранговое место занимали ЗНО (С44, С46) – 12,0%, 2 место – трахеи, бронхов, легкого – 11,0% и 3 – молочной железы – 10,5% (в РФ аналогичные показатели составляют 12,5%, 10,2% и 11,4%).

В структуре онкологической заболеваемости мужчин преобладают злокачественные новообразования трахеи, бронхов, легкого – 19,0%, предстательной железы – 17,0% и кожи – 8,0% (в РФ соответственно – 17,8%, 14,4% и 11,4%). В структуре онкологической заболеваемости у женщин злокачественные новообразования молочной железы составляют 20,0%, кожи – 15,0% и тела матки – 7,0% (в РФ соответственно – 20,9%, 16,5% и 7,2%).

К концу 2015 г. на учете в онкологических учреждениях Тюменской области состояли под наблюдением 29323 человек (1,91% населения Области). Показатель распространенности злокачественных новообразований составил 2040,37 на 100 тыс. населения (РФ 2015 г. – 2329,8).

Удельный вес больных, состоящих на учете 5 лет и более с момента установления диагноза злокачественного новообразования от числа состоявших на учете на конец отчетного года 5 лет (за исключением рака кожи, кроме меланомы), составила в 2015 г. 65,5% (РФ 2015 г. – 67,1%).

В 2015 г. показатель морфологически подтвержденных диагнозов злокачественных новообразований вырос по сравнению с 2014 г. на 2,0 % и составил 92,67% (РФ 2015 г. – 90,4%). Одним из основных показателей, определяющих прогноз онкологического заболевания, является распространенность опухоли на момент ее распознавания. Выявляемость рака в стадии *in situ* в 2015 г. составила 2,6 на 100 впервые выявленных случаев, в 2014 г – 3,1 (РФ 2015 г – 1,4). Всего в 2015 г. было выявлено 145 случаев новообразований с преинвазивным раком (в 2014 г. – 94).

Количество злокачественных новообразований, распознанных в I и II стадии, увеличилось на 0,2% и составило 55,2 (РФ в 2015 г. – 53,7%).

Доля злокачественных опухолей, выявленных в IV стадии процесса снизилась на 1,6% по сравнению с 2014 г. и составила 19,78% (РФ 2015 г. – 20,4%). Удельный вес больных со злокачественными опухолями, выявленными в IV стадии, остается высоким при раке поджелудочной железы – 60%, полости рта и глотки – 48,7% и печени – 45,65% (РФ 2015 г. соответственно – 59,5%, 69,8%, 58,9%).

Показатель запущенности (IV ст. и III ст. ЗНО визуальных локализаций) по Тюменской области в 2015 г. составил 23,71%, что на 5,9% ниже, чем в 2014 г. (РФ 2015 г. – 25,19%).

В 2015 г. в ТО отмечалось увеличение запущенности ЗНО (III ст. визуальных локализаций и IV ст.) пищевода – 30,0% (в 2014 г. – 28,07%), прямой кишки, ректосигмоидного соединения, ануса – 28,2% (в 2014 г. – 25,0%), трахеи, бронхов, легких – 41,64% (в 2014 г. – 33,97), шейки матки – 34,12 (в 2014 г. – 28,12), тела матки – 8,42% (в 2014 г. – 4,5%), и молочной железы – 31,09% (в 2014 г. – 29,44%).

Снижение доли запущенных случаев в Тюменской области зарегистрировано при злокачественных опухолях полости рта и глотки – 48,7% (в 2014 г. – 58,62), губы – 2,56% (в 2014г. – 3,23), желудка – 42,31 % (в 2014г. – 47,7%), ЗНО кожи (без меланомы) – 1,98% (в 2014г. – 2,26%), костей и мягких тканей – 20,51% (в 2014 г. – 23,53%), предстательной железы – 21,41% (2014 г. – 36,47%), яичников – 10,66% (2014 г. – 14,58%), и печени – 45,65% (в 2014 г. – 62,35).

Удельный вес больных со ЗО, диагностированных при проведении профилактических осмотров, от числа больных с впервые в жизни установленным диагнозом в ТО в 2015 г. составил 20,51% – без существенной динамики по сравнению с 2014 г. (РФ – 20,1%).

В 2015 г. отмечено снижение на 3,2% показателя одногодичной летальности, который составил 18,08% в 2014 г. – 18,67% (РФ в 2015 г. – 23,6%).

Отношение показателей одногодичной летальности и запущенности (IV ст.) предыдущего отчетного года является важным критерием, свидетельствующим о частоте клинических ошибок в части оценки распространенности опухолевого процесса у больного, недостатках учета. Данный показатель по Тюменской области в 2015 г. составил 0,7, в РФ – 1,1. Наиболее неблагоприятные показатели данного критерия по ТО отмечены у больных ЗО полости рта – 1,33 (РФ 2015 г. – 1,09), пищевода и печени – 1,3 (РФ 2015 г. – 1,9 и 1,2 соответственно). В то же время при злокачественных новообразованиях щитовидной железы данный показатель в ТО составлял 0,09 (РФ 2015 г. – 0,5), молочной железы – 0,5 (РФ 2015 г. – 0,8), меланоме – 0,6 (РФ 2015 г. – 2,2), ободочной кишки – 0,7 (РФ 2015 г. – 1,1), легких, трахеи бронхов – 0,8 (РФ 2015 г. – 1,2), и шейки матки – 0,8 (РФ 2015 г. – 1,6).

Контингент онкологических больных из расчета на 100 тыс. населения составил 1958,97 (РФ 2015 г. – 2329,8). Доля больных, состоявших на учете 5 лет и более с момента установления диагноза ЗНО, от числа состоявших на учете на конец 2015 г., составила 50,64% (РФ 2015 г. – 52,9).

Показатель смертности от злокачественных заболеваний в целом по области в 2015г. составил 141,0 на 100 тыс. населения (РФ 2015 г. – 202,5), что на 5,3% выше значения данного показателя в 2014 г. (133,9). В течение последних лет в структуре общей смертности злокачественные опухоли по Тюменской области занимали 3-е ранговое место, как в целом, так и среди трудоспособного населения, уступая лишь смертности от болезней системы кровообращения и смертности от внешних причин.

В структуре смертности населения Тюменской области от ЗНО наибольший удельный вес по-прежнему составляли злокачественные опухоли следующих локализаций: трахеи, бронхов, легких – 20,0% (по РФ в 2015 г. – 17,3%), желудка – 9,1% (по РФ в 2015 г. – 10,3%), молочной железы – 7,7% (по РФ в 2015 г. – 7,8%), ободочной кишки – 7,2% (по РФ в 2015 г. – 7,9%), прямой кишки, ректосигмоидного соединения, ануса – 5,6% (по РФ в 2015г. – 5,7%), печени – 5% (по РФ в 2015г. – 5,4%) и поджелудочной железы – 4,8% (по РФ в 2015 г. – 5,9%).

Таким образом, анализ статистических данных свидетельствует о повышении заболеваемости и смертности от ЗНО в Тюменской области в 2015 г. Для ряда локализаций ЗНО отмечается положительная тенденция более раннего выявления и как следствие снижение смертности.

Полученные данные позволяют определить приоритетные направления развития онкологической службы региона.

Литература:

1. Злокачественные новообразования в России в 2015 году: заболеваемость и смертность / Под ред. А.Д. Каприна, В.В. Старинского, Г.В. Петровой. – М., 2015.
2. Кудряков А.Ю., Зуев В.Ю., Гайсин Т.А., Зырянов А.В., Федоров Н.М., Подгальня Е.Б., Сюбаев В.А. О состоянии онкологической помощи в Тюменской области в 2014 году // Тюменский медицинский журнал. – 2015. – Том 17, № 1. – С. 3-11
3. Федоров Н.М., Наумов М.М., Павлова В.И., Царев О.Н., Подгальня Е.Б., Налетов А.А., Бурханова Л.А. Актуальные аспекты вторичной профилактики рака молочной железы в Тюменской области // Тюменский медицинский журнал. – 2015. – Том 17, № 3. – С. 29-32.

3. ПСИХИАТРИЯ. ПСИХОЛОГИЯ

ПРОЕКТНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТВОРЧЕСКОГО МЫШЛЕНИЯ

О.В. Кулакова

Московский ПГУ, г. Москва, Россия

E-mail автора: delf@kmail.ru

В статье рассматривается понимание проектного принципа реализации художественной идеи как основы формирования творческого мышления художника.

Ключевые слова: художественное проектирование, творческое мышление, декоративно-прикладное искусство, композиция, проектная деятельность.

Основы художественного творческого мышления рассматривается как комплекс умений и навыков самостоятельно решать основные творческие задачи, возникающие перед художником в процессе его работы.

Творчество, в целостном его понимании, мы определяем как духовно-практическую деятельность, в результате которой появляются оригинальные, культурные, технические или научные ценности, социально-значимые для преобразования действительности.

«Всякий процесс, в том числе и творческий, имеет начало, изменение по ходу процесса и, соответственно, какое-то завершение (в данном случае – творческий продукт: предметный или мыслительный). Поэтому выделяются и рассматриваются различные стадии, уровни и типы процесса творческого мышления» [1].

Художник в любом направлении творческой деятельности – академическое искусство, дизайн, декоративно-прикладное искусство – выстраивает своё понимание движения от зародившейся идеи до представления её зрителю в полном объёме. Это выстраивание

всего хода событий в творческом процессе чётко структурированы и выверены в таком виде творческой деятельности как художественное проектирование. Этапы художественного проектирования обуславливаются необходимыми шагами для приведения мысли в логичный и значимый для всего процесса порядок её преобразования. Значимость каждого этапа подтверждается примером регламентации творческого процесса дизайнера, в особенности предметно-средового дизайнера. Так применительно к его творчеству каждый проектный шаг представляет собой отдельную самостоятельную и в какой-то мере завершённую творческую работу, представляемую заказчику в оформленно-презентабельном виде. Это происходит в тех случаях, когда для заказчика требуется от дизайнера, например, только закладка и адаптация некой идеи на начальной стадии более глобального процесса, и сам дизайнер не участвует в дальнейшей реализации своего проекта, а предлагает только варианты его воплощения.

Организация мыслительного процесса, пронизывающего творческое сознание, необходимо для того, чтобы не только наполнить каждый этап творчества полноценным смыслом, но и что немаловажно, не допустить пустых, бессмысленных растрат энергии художника на необоснованные, не влияющие на творческий процесс, или хуже того – мешающие ему действия, а направить её в русло созидания.

Современная художественная среда расширяет горизонты понимания искусства. То, что ранее считалось техническим этапом творчества, сейчас выступает полноценным видом искусства и существует наравне с устоявшимися жанрами и направлениями. Этот процесс гибок и подвижен. Он меняется с каждым новым выдающимся творцом и веянием времени. Сложенные в папку эскизы, наброски, чертежи, теперь являются миру полноправными произведениями. И это подчёркивает огромную значимость каждого этапа творчески-аналитического процесса в развитии выразительности мысли художника.

Язык художественного проектирования концентрирует опыт поколений в создании и осмыслении искусства, который формирует особое уникальное творческое сознание и определяет творческий путь в воплощении идеи.

Творческое мышление, при всей своей неразрывности и постоянности для любого художника, выделяет в себе веховые по значимости этапы. Это эскизирование, отрисовка и воплощение.

Зачастую сам художник не может провести чёткую границу между тем или иным этапом, определить, где кончается один и начинается другой. Бывает даже, что при достижении уже завершающего этапа творчества и, приступив к окончательному воплощению идеи в материале, художник вдруг возвращается к отрисовкам, уточнениям, а то даже и к эскизированию, ломая весь ход предыдущего плавного движения к творческой цели и начиная всё практически заново. Эта творческая ломка ни в коей мере не опровергает выше обозначенную структуру творческого мышления.

Несмотря на понятность и логичность структуры творческого мышления, овладению ею следует обучать. Студенты художественных вузов, из поколения в

поколение, осваивают каждый этап творческого мышления как отдельно значимую единицу творчества. И понимание, что самыми важными этапами творческого мышления являются именно те, что ещё вчера им казались абсолютно ненужными и отнимающими время, приходит к ним с наработкой собственно творческого опыта в заданных педагогических условиях.

Профессиональная компетентность художника заключается в понимании каждого этапа творческого мышления, умении наполнить его максимальным смыслом и в ответ получить от него максимум результата для достижения своей творческой цели.

Поэтому в процессе обучения необходима строгая регламентация проектно-художественных этапов развития творческой идеи и выведение их до отдельного задания, для выработки привыкания и в дальнейшем крайней необходимости в них для реализации полноценного творческого процесса.

Акцентирование внимания обучающихся на целевой значимости выполняемых зарисовок, эскизов и отрисовок, педагог добивается не формального выполнения заданий, а сознательно выверенного и полноценного рабочего произведения. При этом происходит выработка собственного эскизно-графического языка, который создаёт образность и уникальность художественной работы. Эскизирование как этап проектно-художественного развития идеи от скромных почеркушек до перспективной ракурсной визуализации создаёт атмосферу авторского видения, как и в любом виде искусства, вовлекая зрителя в понимание образа и идейную значимость проекта для автора.

В художественных вузах студент получает широкий спектр знаний и умений изобразительно-творческой, декоративно-прикладной, архитектурной и оформительской деятельности. Каждый вид работы сопряжёт со своими техническими особенностями, приёмами и практиками. Но каждый художник непременно владеет изобразительными умениями, без которых он не сможет зафиксировать свою мысль на бумаге. Он непременно должен владеть навыком цветокомбинаторики и цветогармонизации для создания выверенного эмоционального настроения произведения, в какой бы форме и материале оно не воплощалось. Например, даже если работа скульптора одноцветна, она воспринимается на цвете фона, где также на цветовое восприятие будет работать и освещение и т.д. Также художник любого направления должен ощущать пространство, без чего он не сможет определить масштабность и пропорциональность своей работы.

Все эти знания тесно переплетаются, поскольку они являются сутью одного ядра – творчества – в глобальном понимании его цельности и многозначности.

Определённая изобразительная среда, её графические возможности и композиционные принципы диктуют тенденцию осмысления образа, его формирование и фактурно-динамичное насыщение, что является исходным для развития мысли художника.

Принципы художественной проектной культуры опираются на формальные основы композиции. «Композиция – исходный уровень формирования языка проектирования» [2]. Базируясь на формальных элементах композиции и их графических составляющих,

художественное проектирование позволяет художнику мыслить абстрактно и целостно, обобщая весь его визуально- и материально-пластический опыт, а также проявляет его «...способность к образному, творческому видению темы и поиску адекватных выразительных графических средств» [3].

Принципы и методы художественного проектирования, входя в основу созидательной творческой пластическо-изобразительной деятельности, формируют творческое мышление художника и, являясь твердым стержнем в последовательности этого мышления, определяют собой для автора выработку его собственных конкретных средств реализации творческой идеи. Таким образом, не только решается задача оптимально верным путём прийти к намеченной творческой цели, но и, что возможно наиболее важно для каждого художника, формируется индивидуальный стиль работы, свой почерк и профессиональная самоидентификация творческого человека как автора.

Грамотная структура осмысления и анализа творческого процесса на каждом его этапе с грамотной эстетической подачей для визуальной «кристаллизации» и последующей «шлифовки» художественной идеи с различных сторон художественного видения – вот та целевая направленность понимания художественного проектирования в аспекте профессиональной художественной подготовленности студентов художественных ВУЗов.

Смысловая нагрузка всех этапов художественного проектирования определяет жизнеспособность изделия при реализации его создания.

Владение и грамотное оперирование структурой проектно-творческой деятельности определяет верное визуальное считывание художественной идеи на каждом этапе работы художника. Художественное проектирование, таким образом, упорядочивает и направляет творческое мышление на определение главного и отстранение несущественного в процессе формирования новой художественной концепции. Процесс творческого мышления оптимизируется осознанной направленностью на осмысление конкретного аспекта воплощаемой идеи. Перечень этих аспектов определяет грамотность поставленных задач и выбор целей для их решений.

Литература:

1. Урусова М.Ю. Теоретические основы развития художественно-творческого мышления личности // Научные проблемы гуманитарных исследований. – 2010. – № 3 / 2010. Научная библиотека КиберЛенинка: <http://cyberleninka.ru/article/n/teoreticheskie-osnovy-razvitiya-hudozhestvenno-tvorcheskogo-myshleniya-lichnosti>
2. Глазычев В.Л. Язык и метод художественного проектирования. http://www.glazychev.ru/publications/articles/1973_yazyk_i_metod.htm
3. Проектная графика http://www.rudesign.ru/projects/expodesign/30p_graphic/p_graph01.htm

DESIGN PRINCIPLES CREATIVE THINKING

O.V. Kulakova

The article discusses the understanding of design and art principle, the implementation of creative ideas as the basis for the formation of creative thinking of the artist.

Keywords: art design, creative thinking, arts and crafts and national crafts, composition, design and creative activity.

РОЛЬ СЕМЕЙНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ В ГЕНЕЗЕ СУИЦИДАЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ ДЕТЕЙ

А.В. Лукашук

Рязанский ГМУ им. акад. И.П. Павлова, г. Рязань, Россия

В статье авторы рассмотрели базовые теории подросткового суицидального поведения. Актуальность этого вопроса не вызывает сомнения. На данный момент существует множество подходов, пытающихся объяснить истинные причины суицидов в детско - подростковой среде. Авторы уделили особое внимание рассмотрению внутрисемейного фона как причинного фактора закрепления аутоагрессивных паттернов у детей и подростков.

Ключевые слова: подростковый суицид, аутоагрессия, самоубийство.

Уже долгие годы внимание исследователей всемирного сообщества приковывает проблема суицида. Суицид стоит на стыке множества наук. В философии его расценивают как желание полной независимости, в медицине – как патологию, теологи видят в суициде исчезновение надежды на Бога, социологи воспринимают его как осознанный акт, вызванный внешним фактором [1]. Для решения этой проблемы ведется много работы, но, несмотря на это, показатели смертности от суицида остаются достаточно высокими. По данным ВОЗ, ежедневно 2300 человек совершают суицид (1000 из них – подростки), а ежегодно погибает около миллиона человек [2]. Каждые 40 секунд в мире погибает человек, совершивший суицид [3, 4].

Суицид рассматривают как аутоагрессивное поведение личности, направленное на намеренное лишение себя жизни, а также сознательный отказ от реальных возможностей избежать смерти в критической ситуации [5].

Наиболее объективным критерием психического здоровья населения является показатель суицидальной активности и, к сожалению, наша страна ежегодно занимает первые позиции именно по этому показателю [6, 7]. Уровень суицидов выше 20 случаев на 100 тысяч населения считается критическим, но, по мнению некоторых авторов, количество самоубийств в России может достигать 50 на 100 тыс. населения против, например, 10 на 100 тысяч в США [8]. Суицид, как явление, коснулся не только зрелого население, но и лиц молодого возраста, детей и подростков, причем именно молодые люди чаще совершают попытки суицида [9, 10]. Максимальное количество суицидальных попыток приходится на возраст от 16 до 24 лет.

Средний показатель самоубийств у населения РФ подросткового возраста больше чем в три раза превышает среднемировой показатель [11]. Ежегодно, каждый 12 подросток в мире в возрасте 15-19 лет совер-

шает попытку самоубийства [12]. Средние показатели самоубийств среди населения России выше в три раза, чем среднемировой. Э. Гроллман [13] убеждена, что за последние 50 лет частота суицидов среди подростков и молодых людей в возрастном диапазоне 15-22 лет увеличилась на 265%.

Причины самоубийств связаны с генетическими, социальными, биологическими, психологическими факторами. Вообще, самоубийство можно разделить на три большие группы: эгоистическое, альтруистическое и аномическое [14]. В случае эгоистического суицида индивид не может удовлетворить свои личные (эгоистические) потребности и при этом не испытывает поддержки социума. Альтруистическое самоубийство представляет собой акт бескорыстной жертвенности личности для окружающих. Аномическое самоубийство связано с таким понятием как «аномия». Аномия – это состояние общества, при котором утрачены норма, мораль, ценности и цели. В этом случае, суицид является реакцией «несовпадения» собственных идеальных представлений о мире и самим миром.

Так же явление суицида необходимо делить на две общие группы – истинный суицид и псевдосуицид [15, 16, 17]. Цель истинного суицида – смерть любой ценой. В этом случае не учитываются внешние обстоятельства (время, место, способ, мнение семьи и близких), но у человека есть готовый план реализации самоубийства. Псевдосуицид в первую очередь является попыткой обратить внимание окружающих на свою персону и на свои проблемы. По даны исследователей, лишь 10% подростков действительно желают смерти, в основном их суицидальные попытки являются демонстративными [18]. Подтверждением этого является то, что более 80% подростковых суицидальных попыток совершается дома, днем, в присутствии кого-то из близких, что, впрочем, не делает их менее опасными.

Вообще, многие исследователи считают, что инстинкт самосохранения в полной мере развивается лишь после 20 лет, то есть подростки не воспринимают суицид как полный конец всего, они ждут реакции общества, изменения отношения к ним, чувства жалости и сочувствия. Действия подростков чаще всего направлены не на самоуничтожение, а на восстановление нарушенных социальных отношений [19].

Выделяют две группы факторов риска суицида. Во-первых, это потенциальные факторы, которые создает почву для суицида, а, во-вторых, клинические факторы. К потенциальным факторам относятся расстройства внутрисемейных отношений, дисгармоничность личности. К клиническим факторам обычно относятся депрессивные состояния, состояние безысходности и одиночества, обида, гнев и пр. Эти группы тесно связаны и имеют высокую степень важности [20]. Вообще, проблема подросткового суицида связана с «пограничной» психиатрией, то есть личностными расстройствами и реактивными состояниями на фоне акцентуаций личности. Лишь 5% суицидов связано с психозами и 20% с личностными расстройствами [21]. По другим данным, в 40% суицидов можно найти клиническую подоплеку [22].

Наиболее малоизученной, но очень важной составляющей подросткового суицида является внутри-

семейная атмосфера [23]. Гармоничная обстановка в семье является очень мощным социализирующим и защищающим механизмом для подростка и ее нарушения, по всей видимости, нарушают баланс витального благополучия [24, 25]. Влияние семьи подросток испытывает раньше всего, этот эффект накапливается с возрастом [26]. Еще З. Фрейд писал, что «в психической жизни человека всегда присутствует «другой». Он, как правило, является образцом, объектом, помощником или противником» [27]. Так, например, потеря одного из родителей ребенком в возрасте от 6 до 14 лет является серьезным фактором риска суицидального поведения [28]. Отсутствие у ребенка значимого взрослого является фактором риска суицида [29, 30]. Указывается, что среди детей и подростков, совершивших суицид, больше трети имели родителей, страдающих психическими расстройствами (обычно болезнями зависимости) [31-33].

Более 60% подростков, совершивших суицид, были воспитаны в неполных семьях, причем распад семьи приходился на дошкольный возраст [34]. Подросток, лишенный доказательств родительской любви, сложнее устанавливает дружеские социальные связи и имеет низкое самоуважение [35]. Часто суицидальная попытка играет роль сигнала о помощи, направленного родителям с целью изменить внутрисемейный строй [36].

Е.А. Панченко [37] в своем исследовании выявила, что лишь 36% пациентов охарактеризовали отношения в семье как гармоничные, доброжелательные, стабильные, а вот оставшиеся 64% оценили обстановку в родительской семье как деструктивную, включающую скандалы, пьянство родителей и т.п.

Так называемое «туннельное поведение» часто указывается как одна из причин подростковых смертей от суицида. Суть этого фактора заключается в том, что подросток не способен увидеть других путей выхода из своего кризиса [38]. Мы считаем, что такого рода решающие установки для суицидального поведения имеют свои истоки из семейного воспитания. В неблагополучной семье не происходит обучение ребенка позитивным паттернам, необходимым для позитивного разрешения существующей у него проблемы. Еще В.А. Гурьева [39] писала о том, что семейная среда может тремя путями влиять на личность ребенка: закрепление негативистических реакций, подражающее поведение и подкрепление психопатичных реакций подростка семьей.

В.И. Брутман и соавт. [40] писали о том, что в 94% обследуемых семей обнаружили негативный семейный паттерн, наблюдающийся в нескольких поколениях каждой данной семьи. Э. Гроллман даже ввел термин «суицидогенная семья». В таких семьях суицид становится отражением эмоциональных реакций членов семьи. С.В. Моцарь и Э.И. Мещерякова [1] писали о «семейном мифе», то есть об искаженной модели семьи, используемой как защитный механизм, которая так же прослеживается в различных поколениях. Семейный миф обычно основывается на какой-то семейной тайне, смерти, разводе и других семейных кризисах. Н. Пезешкиан [41] считает неразрешенный кризис актуальным конфликтом, запускающим суицидальное поведение через накапливающиеся микротравмы.

Таким образом, в генезе суицидальной активности важную роль играют особенности функционирования семьи. По всей видимости, на фоне психотравмирующих детских впечатлений закладываются аутоагрессивные паттерны. И наоборот, доброжелательные, комфортные и гармоничные внутрисемейные отношения являются залогом низкой аутоагрессивной составляющей у подростков. Учитывая особенности внутрисемейного климата подростка, можно индивидуализировать и повысить эффективность психотерапевтических подходов к превенции, лечению и реабилитации суицидального поведения.

Литература:

1. Моцарь С.В., Мещерякова Э.И. Семейный миф и формирование суицидальных тенденций // Сибирский психологический журнал. – 2001. – № 14-15. – С. 86-90.
2. Старшенбаум Г.В. Суицидология и кризисная психотерапия. – М. Когито-Центр, 2005. – 376 с.
3. Всемирная организация здравоохранения (WHO) Доклад о состоянии здравоохранения в мире, 2001 г. // Психическое здоровье: новое понимание, новые надежды, 2001. – 215 с.
4. Murthy R.S. The World health report 2001: Mental health: New understanding, new hope. – Geneva: World Health Organization, 2001. – 186 p.
5. Глазнев Д.И., Кутбиддинова Р.А. Факторы суицидального риска в студенческом возрасте // Психология и педагогика в системе гуманитарного знания: материалы V Междунар. научно-практической конференции, г. Москва, 27–28 декабря 2012 г. В 2 т.: т. 1 / Науч.-инф. издат. центр «Институт стратегических исследований». – М.: «Спецкнига», 2012. – С. 79-85.
6. Любов Е.Б., Морев М.В., Фалалеева О.И. Экономическое бремя суицидов в Российской Федерации // Суицидология. – 2012. – № 3. – С. 3-10.
7. Смертность российских подростков от самоубийств / А.Е. Иванова, Т.П. Сабгайда, В.Г. Семенова и др. – М.: ЮНИСЕФ, 2011. – С. 8-18.
8. Вишневская О.А. Опыт оказания комплексной медицинской помощи больным, совершившим суицидальные попытки // Психическое здоровье, Санкт-Петербург - 2000 (материалы конференции). – СПб., 2000. – С. 169-171.
9. Зотов П.Б., Родяшин Е.В., Ряжина Н.А. Системный учет суицидальных попыток: первый опыт работы суицидологического регистра в Тюменской области // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 6. – С. 44-45.
10. Spicer R., Miller T. Suicide acts in 8 states: incidence and case fatality rates by demographics and method // Am. J. Public Health. – 2000. – Vol. 90. – P. 85-91.
11. Wasserman D., Cheng Q., Jiang G. Global suicide rates among young people aged 15-19 // J. World Psychiat. – 2005. – Vol. 4, № 2. – P. 114-120.
12. Васяткина Н.Н., Меринов А.В. Клиническая практика детско-подростковых суицидов в Рязанской области // Тюменский медицинский журнал. – 2014. – Том 16, № 3. – С. 4-5.
13. Гроллман Э. Суицид: превенция, интервенция, поственция. Суицидология: прошлое и настоящее: проблема самоубийства в трудах философов, социологов, психотерапевтов и в художественных текстах. – М., 2001. – С. 270-352.
14. Дюркгейм Э. Самоубийство: Социологический этюд. – М.: Мысль, 1994. – 399 с.
15. Амбрумова А.Г., Тихоненко В.А. Диагностика суицидального поведения: Методические рекомендации. МЗ РСФСР. – М., 1980. – 55 с.
16. Кондрашенко В.Т. Девиантное поведение у подростков. – Минск: Беларусь, 1988. – 204 с.
17. Моховиков А.Н. Телефонное консультирование. – М.: Смысл, 1999. – 494 с.
18. Личко А.Е. Психопатии и акцентуации характера у подростков. – Л.: Медицина, 1983. – 256 с.
19. Зиновьев С.В. Суицид. Попытка системного анализа. – СПб: Сотис, 2002. – 135 с.
20. Банников Г.С., Павлова Т.С., Кошкин К.А., Летова А.В. Потенциальные и актуальные факторы риска развития суицидального поведения подростков (обзор литературы) // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 4 (21). – С. 21-33.
21. Page R., Yanagishita J. et. al. Hopelessness and loneliness among suicide attempters in school-based samples of Taiwanese, Philippine and Thai adolescents // School psychology international. – 2006. – Vol. 27, № 5. – P. 583-598.
22. Soole R., Kolves K., De Leo D. Factors related to childhood suicides: analysis of the Queensland child death register // J. Affect. Disord. – 2014. – № 74. – P. 149-158.
23. Лукашук А.В., Меринов А.В. Актуальность исследования клинико-психологической характеристики родителей подростков, совершивших суицидальную попытку // Тюменский медицинский журнал. – 2014. – Том 16, № 3. – С. 20-21.
24. Каплина Е. В., Зверева Н. В. Суициды в детско-подростковом возрасте: анализ проблемы и попытка психологического исследования // Вопросы психического здоровья детей и подростков. – 2004. – Том 4, № 1. – С. 12.
25. Зотов П.Б. Факторы антисуицидального барьера в психотерапии суицидального поведения лиц разных возрастных групп // Суицидология. – 2013. – Том 4, № 2. – С. 58-63.
26. Райгородский Д.Я. Практическая психодиагностика. Методики и тесты: учеб. пособие. – Самара: Бахрах-М, 2010. – 672 с.
27. Фрейд З. Лекции по введению в психоанализ: пер. с нем.: сб. произведений. – М.: Апрель-Пресс; Эксмо-Пресс, 2001. – 528 с.
28. Lester D. Experience of Personal Loss and Later Suicide // Acta psychiatrica Scandinavica. – 1989. – № 79. – P. 450-452.
29. Ефимова Д.В. Суицидальное поведение подростка как последствие аномального формирования аутоинтолерантности в структуре его субъектности // XXI century: Resumes of the Past and Challenges of the Present plus. – 2014. – С. 49.
30. Зотов П.Б. «Референтный человек» – в психотерапии суицидального поведения // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 2. – С. 28-30.
31. Меринов А.В., Бычкова Т.А., Лукашук А.В., Сомкина О.Ю., Меринов Н.И. Суицидологическая характеристика девушек, воспитанных в неполных семьях // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 2 (19). – С. 54-58.
32. Меринов А.В., Лукашук А.В. Особенности детей, выросших в семьях, где родитель страдал алкогольной зависимостью [Электронный ресурс] // Личность в меняющемся мире: здоровье, адаптация, развитие: сетевой журн. – 2014. – № 4 (7). Режим доступа: <http://humjournal.rzgm.ru/art&iid=109>
33. Меринов А.В., Шустов Д.И., Лукашук А.В. Взрослые дети алкоголиков: суицидологические и экспериментально-психологические характеристики // Вестник Витебского государственного медицинского университета. – 2015. – Том 14, № 1. – С. 65-70.
34. Мягер В.К. Профилактика суицидов при пограничных состояниях // Пограничные нервно-психические расстройства. – М., 1983. – С. 143-146.
35. Гаврилова Г.А. Новые исследования особенностей подросткового и юношеского возраста // Вопросы психологии. – 1984. – № 1. – С. 152-157.
36. Полмайер Г. Психоаналитическая теория депрессии // Энциклопедия глубинной психологии. – Том 1. – М., 1998. – С. 681-718.
37. Панченко Е.А. Фактор семьи в генезе суицидального поведения // Фундаментальные аспекты психического здоровья. – 2015. – № 3. – С. 33-35.
38. Федосеенко Е.В. Психологическое сопровождение подростков: система работы, диагностика, тренинги: монография. – СПб.: Речь, 2006. – 192 с.
39. Гурьева В.А., Гиндикин В.Я. Социальное сиротство – причина и результат психической аномальности девиаций личности и поведения // Сироты России: проблемы, надежды, будущее. – М., 1994. – С. 53-54.
40. Брутман В.И., Варга А.Я., Хамитова И.Ю. Влияние семейных факторов на формирование девиантного поведения матери // Психологический журнал. – 2000. – Том 21, № 2. – С. 79-87.
41. Пезешкиан Н. Психосоматика и позитивная психотерапия: Пер. с нем. – М.: М, 1996. – 464 с.

THE ROLE OF FAMILY FUNCTIONING IN THE GENESIS OF SUICIDAL ACTIVITY AMONG CHILDREN

A.V. Lukashuk

In this article, the authors reviewed the basic theory of adolescent suicidal behavior. The relevance of this issue is not in doubt. At the moment there are many approaches that attempt to explain the true causes of suicides in children and adolescents. The authors paid special attention to

the consideration of family background as a causal factor in the consolidation of self-injurious patterns in children and adolescents.

Keywords: teen suicide, autoaggression, suicide.

КЛИНИКО-ПСИХОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ДЕТСКО-ПОДРОСТКОВЫХ СУИЦИДОВ НА ПРИМЕРЕ РЯЗАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.Н. Яшечкина, М.А. Муратова

Областная КПБ им. Н.Н. Баженова, г. Рязань, Россия

В статье рассмотрен ряд значимых для суицидологической практики аспектов детско-подростковых самоубийств и покушений на самоубийство. Проанализированы клинические примеры завершённых детско-подростковых суицидов. Продемонстрирована сложность квалификации подобных действий в рассматриваемой возрастной группе. Кроме того, затронут вопрос «психически неполноценной» почвы суицидента-подростка. Работа демонстрирует актуальность затрагиваемой проблемы в конкретном субъекте РФ, что предполагает дальнейшие научно-практические и научно-теоретические изыскания в данной области.

Ключевые слова: аутоагрессия, детско - подростковый суицид, профилактика суицидального поведения, предикторы аутоагрессивного поведения

Согласно данным ВОЗ 2014 г., одной из самых частых причин ухода из жизни детей и подростков является суицид [1-3, 6, 7, 12-14]. За последние 30 лет число суицидов, совершаемых детьми и подростками в мире, возросло в 30 раз. В этой возрастной группе суицид занимает четвертое (после травматизма, инфекционных и онкологических заболеваний) место в качестве причины смерти. Наряду с высоким уровнем частоты завершённых суицидов, в настоящее время отмечается и увеличение количества суицидальных попыток среди детей и подростков [15].

Ежегодно, каждый двенадцатый подросток в возрасте 15-19 лет совершает попытку самоубийства. Следует отметить, что в 2014 г. Россия заняла первое место в Европе по количеству детско-подростковых суицидов, опередив Казахстан и Белоруссию [17]. За последние годы количество детских суицидов и попыток самоубийств увеличилось на 37 процентов. В 2009 году в стране было 260 подростковых суицидов. А уже в 2010 – в 1,2 раза больше – до 20 самоубийств на 100 тыс. подростков. Это в три раза больше, чем средний мировой показатель. Основные причины таких суицидов это: «неразделенная любовь», конфликты с родителями и сверстниками, страх перед будущим, одиночество [1, 2, 4, 14, 15]. К факторам, влияющим на развитие суицидального процесса у детей и подростков, относятся также «алкогольная» [8, 11, 12, 16] асоциальная или неполная родительская семья, патологическое воспитание, конфликты со сверстниками, социально-экономическое неблагополучие регионов, этнокультуральные особенности, несоответствие существующих форм и методов оказания суицидологиче-

ской помощи требованиям времени и последним достижениям суицидологической науки и практики [15], всестороннее «мультиплицирование» темы суицидального поведения средствами массовой информации [3, 9].

Анализируя обращения за психолого - психиатрической помощью молодых людей, можно сказать, что отмечается многолетняя тенденция, заключающаяся в том, что с суицидальными высказываниями в 2,5 раза чаще за психотерапевтической помощью обращаются юноши, а после суицидальных попыток в 1,5 раза чаще обращаются девушки [2, 6].

Наиболее часто суицидальные попытки совершали пациенты с психопатоподобным поведением (46%), часто на фоне приема алкоголя или других ПАВ [10]. При том, что алкоголь при жизни употребляло 60% самоубийц, хотя непосредственно перед самоубийством алкоголь употребляется только в 8% случаев, наркотики – в 4%.

В данном случае, хотелось бы проиллюстрировать данные положения следующим примером. Посмертная СПЭ в отношении 15-тилетнего мальчика К., который покончил с собой, выстрелив в голову из ружья своего отца.

К. проживал один около 5-ти месяцев, отец и мать «уехали работать» в другой город (около полугода назад родители решили расстаться), старший брат обучался в университете, также в другом городе, его навещали 1-2 раза в месяц отец и брат. Согласно показаниям свидетелей, юноша очень боялся наказания отца «за плохие оценки», так как тот уже не раз его бил и оскорблял. К. оставил предсмертную записку, в которой просил прощения у близких, просил родителей снова быть вместе, а также пожелал брату «хорошо» встретить Новый год, указав, где находятся деньги. Согласно заключению СМЭ, при вскрытии в его крови был обнаружен этанол.

Часто суицидальные попытки совершают пациенты с расстройством адаптации и ПТСР (22% и 21% соответственно). Третье место занимают суицидальные попытки в структуре депрессивных эпизодов (13%) с не уточненной этиологией: или в структуре биполярного (F32), или непсихотического депрессивного расстройства органической природы (F06.36). Действительно, хорошо известно, что до 70% депрессивных больных обнаруживают суицидальные тенденции, а 15% из них совершают самоубийства [6].

Психиатрия прошлого века полагала, что практически все самоубийцы – люди «психически ненормальные». Сейчас данные о «психической ненормальности» покончивших с собой расходятся. Ученые Гарвардского университета провели следующее исследование – врачам раздали истории болезни людей, которые покончили с собой, и попросили поставить диагноз. Врачи не знали о том, что некоторые истории, отобранные случайным образом, были отредактированы – в них отсутствовала информация о том, что человек покончил с собой, все остальное оставалось без изменения. Результаты диагностики сильно отличались: тем, в чьих историях было написано про самоубийство, диагноз о психическом заболевании был поставлен в 90% случаев, а в отредактированных историях – всего лишь в 22% [2].

Показатель неудавшихся попыток в среднем в десять раз выше показателя состоявшихся самоубийств. К суицидальным демонстрациям относится и «игра со смертью», когда ребенок стремится заполучить репутацию исключительной личности. Стоит так же отметить, что участились случаи так называемых массовых суицидов, когда в попытке или завершённом суициде участвуют два и более человек. Особенно это заметно, когда «сообща» выбрасываются с крыш высоток. Так, при проведении посмертной экспертизы в отношении 16-ти летней девушки, которая покончила с собой, сбросившись в крыши 16-ти этажного дома, согласно ее дневнику, было установлено, что впервые (за 9 месяцев до смерти) ей предложила «прыгнуть с крыши» её подруга, что очень её удивило. Однако в дальнейшем она сама неоднократно возвращалась к этой мысли, неоднократно в её записях звучала фраза «больше ничего интересного в жизни не будет... все уже было...» Девушка воспитывалась в полной, очень обеспеченной семье, часто встречалась в друзьями и подругами, посещала другие страны, готовилась в поступлению в МГУ. Следует отметить, что за пять месяцев до совершения суицида она в компании своих подруг периодически начала употреблять «снаф», употребляла алкоголь. В предсмертной записке она просила прощения у родителей, однако подмечала, что «...мы все когда-нибудь умрем и вы..., какая вам будет разница от чего ваша дочь умерла...» При экспертном исследовании не удалось «доказать» депрессию, в том числе маскированную.

Часто суицидальные действия подростков носят демонстративный характер, осуществляются в виде своеобразного «суицидального шантажа» [9, 12]. Такие попытки, как правило, спровоцированы наказаниями, которые подростки считают несправедливыми, либо страхом наказания и бывают окрашены возникающим чувством мести по отношению к обидчику, желанием доставить ему большие неприятности.

Следует отдельно заметить, что незначительное внимание уделяется проблеме детских суицидов, возможно, это связано с тем, что некоторые исследователи считают завершённые суициды (суициды, совершённые детьми до 10 лет), не как «осознанный суицид», а лишь как «желание попробовать», «испугать».

Однако нам известны случаи суицида в 2013 году у девятилетнего и десятилетнего детей. Так, нами проводилась посмертная СПЭ, где 10-ти летний мальчик увлекался историей великой отечественной войны, в «поисковике» компьютера были обнаружены интересовавшие его «убийства в средние века», «самоубийства»...

Тенденция омоложения склонных к суициду настораживает специалистов: «...уже девятилетние пишут записки, прощаются, дарят игрушки и выбрасываются с 14-15-х этажей...». В некоторых регионах страны (например, в Краснодарском крае) рост детских суицидов связывают с сокращением штата школьных психологов [2, 17].

Таким образом, учитывая отрицательную динамику в отношении количества детско-подростковых суицидов, следует проводить превентологическую психолого-педагогическую работу с подростками, а в ряде

случаев – с привлечением специалистов «кризисного» направления. Нам представляется, что следует активизировать скрининговые программы по выявлению наиболее суицидологически-незащищенного контингента, а также ограничить влияние «тематических» интернет ресурсов. По мнению ряда авторов [5, 15] решение задачи предотвращения суицидальной детско-подростковой смертности невозможно без совместных усилий государства, общественных организаций, образовательной и правоохранительной систем, органов здравоохранения и социальной защиты, создание госпрограммы предупреждения суицидов.

Литература:

1. Аверкиева О. Школьники расстаются с жизнью // Газета.ру: электронный журнал, 2014, URL: http://www.gazeta.ru/social/2014/12/05/6330417.shtml?utm_source=google&utm_medium=banner&utm_campaign=social_article (Дата обращения: 29.16.2008 г.)
2. Васяткина Н.Н., Меринов А.В. Клиническая практика детско-подростковых суицидов в Рязанской области // Тюменский медицинский журнал. – 2014. – Том 16, № 3. – С. 4-5.
3. Васяткина Н.Н., Березанцев А.Ю. Дети свободы: безграничность и ограниченность детского бытия // Человек перед выбором в современном мире: проблемы, возможности, решения. Материалы Всероссийской научной конференции 27-28 октября 2015 года, ИФ РАН (Москва). – Том 2. – С. 242-249.
4. Зотов П.Б. «Внешний ключ» – как элемент суицидальной динамики и объект психологического воздействия у подростков // Тюменский медицинский журнал. – 2013. – Том 15, № 3. – С. 42-44.
5. Зотов П.Б. Суицидологический паспорт территории как этап развития системы суицидальной превенции // Суицидология. – 2013. – Том 4, № 4. – С. 55-60.
6. Информационный портал о депрессии. Суициды у подростков (по материалам съезда психиатров в Казани), URL: <http://www.depressia.com/suicid/suicidy-u-podrostkov-pomaterialam-sezda-psihiatrov-v-kazani>
7. Лукашук А.В., Меринов А.В. Клинико-суицидологическая и экспериментально-психологическая характеристики молодых людей, воспитанных в «алкогольных» семьях // Наука молодых (Eruditio Juvenium). – 2014. – № 4. – С. 82-87.
8. Лукашук А.В., Меринов А.В. Актуальность исследования клинико-психологической характеристики родителей подростков, совершивших суицидальную попытку // Тюменский медицинский журнал. – 2014. – Том 16, № 3. – С. 20-21
9. Любов Е.Б. СМИ и подражательное суицидальное поведение. Часть I // Суицидология. – 2012. – № 3. – С. 20-29.
10. Меринов А.В. Вариант эпикрипта в семьях больных алкогольной зависимостью // Наркология. – 2010. – № 3. – С. 77-80.
11. Меринов А.В. Суицидологические характеристики молодых людей, воспитанных в семьях, где родитель страдал алкогольной зависимостью // Суицидология. – 2012. – Том 3, № 4 (9). – С. 22-28.
12. Меринов А.В., Сомкина О.Ю. Сценарные аспекты реализации аутоагрессивных паттернов в семьях мужчин, страдающих алкогольной зависимостью [Электронный ресурс] // Личность в меняющемся мире: здоровье, адаптация, развитие: электрон. науч. журн. – 2013. – № 1. – С. 95-118 URL: http://humjournal.rzgm.ru/upload-files/03_Merinov_A_Somkina_O_2011_01.pdf
13. Меринов А.В., Лукашук А.В. Особенности детей, выросших в семьях, где родитель страдал алкогольной зависимостью [Электронный ресурс] // Личность в меняющемся мире: здоровье, адаптация, развитие: электрон. науч. журн. – 2014. – № 4 (7). – С. 37-48.
14. Меринов А.В., Бычкова Т.А., Лукашук А.В., Сомкина О.Ю., Меринов Н.Л. Суицидологическая характеристика девушек, воспитанных в неполных семьях // Суицидология. – 2015. – Том 6, № 2. – С. 54-58.
15. Положий Б.С., Панченко Е.А. Суициды у детей и подростков в России: современная ситуация и пути ее нормализации. [Электронный ресурс] // Медицинская психология в России: электрон. науч. журн. – 2012. – № 2. URL: <http://medpsy.ru> (Дата обращения: 29.02.2016 г.).
16. Сафронова А.В., Меринов А.В. Распространенность употребления психоактивных веществ среди юношей и девушек, обучаю-

щихся в высших учебных заведениях // Наука молодых (Eruditio Juvenium). – 2014. – № 3. – С. 109-113.

17. Сообщение Пресс-служба Уполномоченного при Президенте Российской Федерации по правам ребенка 2014-11-14 URL: <http://www.rfdeti.ru/display.php?id=9138>

CLINICAL AND PSYCHOLOGICAL ASPECTS OF CHILD-ADOLESCENT SUICIDE EXAMPLE OF THE RYAZAN

N.N. Yashehkina, M.A. Muratova

The article deals with a number of significant aspects of the practice for a suicide Children and teen suicide and attempted suicide. Analyzed clinical examples of completed children's and teen suicides. It demonstrated the complexity of the qualification of such actions in the given age group. In addition, it raised the question "mentally defective" soil teenager who committed suicide. The work demonstrates the relevance of the affected issues in a particular subject of the Russian Federation, which suggests further research and practical, scientific and theoretical research in this field.

Keywords: autoaggression, children's and teenage suicide, prevention of suicidal behavior, predictors of aggressive behavior.

4. ЭКСПЕРИМЕНТ

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЛУТОМАТЕРГИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА ДЕЙСТВИЯ NMDA РЕЦЕПТОРНОГО КОМПЛЕКСА НА БЕЗМАГНИЕВОЙ МОДЕЛИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЭПИЛЕПТИФОРМНОЙ АКТИВНОСТИ В СА1 ОБЛАСТИ ГИППОКАМПА КРЫС

В.Г. Мотин

НИИ нормальной физиологии им. П.К. Анохина, г. Москва

E-mail автора: vmotin@hotmail.com

В настоящее время активно разрабатываются препараты для лечения когнитивных расстройств и нейродегенеративных процессов с глутаматергическим и гамкэргическим механизмом действия. Одной из главных структур принимающих участие в когнитивных процессах является гиппокамп (центральная структура лимбической системы) которая играет важную роль в процессах памяти и обучения у человека и животных, участвуя, например, в регистрации новой информации, формировании декларативной памяти, эмоций, пространственном обучении и др., а также имеет большое значение в механизмах скорости передачи информации и развития эпилепсии [2, 5, 6, 10]. Из-за сложной дендритной структуры, пирамидные нейроны гиппокамп имеют большие поверхности мембраны по отношению к другим клеткам, а так же большую электрическую емкость с большой постоянной времени мембраны (τ_m). Это приводит к медленной деполяризации в ответ на возбуждение синаптических входов, и, следовательно, к росту потенциала действия и переменной задержки, которые могут быть вычислены. Тоническая активация NMDA-рецепторов ионами

Mg^{2+} изменяет проводимость мембраны и таким образом регулирует возбудимость нейронов. Кроме того, тоническая активация NMDA-рецепторов, повышает проводимость в мембране уменьшая постоянную времени мембраны (τ_m) [3]. Следствием изменения (τ_m) может быть уменьшение или увеличения латентного периода популяционных ответов (ПО) в СА1 области гиппокамп при стимуляции коллатералей Шаффера. В регуляции нейротрансдачи между коллатералами Шаффера и пирамидными нейронами СА1 области гиппокамп NMDA-рецепторный комплекс играет важную роль. Как известно, NMDA-рецепторный комплекс – сложное надмолекулярное образование, включающее в себя сайты специфического связывания с NMDA (и L-глутаминовой кислотой) и глицином (коагонист), а также аллостерические модуляторные сайты, расположенные как на мембране, так и в ионном канале, сопряженном с рецептором [4, 11, 12]. Канал NMDA-рецепторного комплекса блокируется как МК-801 (его специфический неконкурентный антагонист), так и потенциалзависимым образом ионами Mg^{2+} , а также он высокопроницаем для ионов Ca^{2+} (примерно 10% тока, протекающего через данный канал, осуществляется этими ионами). При этом возможен запуск ряда Ca^{2+} -зависимых внутриклеточных процессов, одним из которых является эпилептиформная активность. Однако особенности действия блокатора синтеза белка циклогексимида на NMDA-рецепторный комплекс в различных концентрациях на переживающих срезах гиппокамп крыс *in vitro* изучены недостаточно. Поэтому целью настоящей работы явилось исследование влияния циклогексимида в различных концентрациях на синаптическую передачу в системе коллатерали Шаффера – пирамидные нейроны поля СА1 гиппокамп, а также способность эпилептиформной активности изменять латентный период популяционных ответов.

Задачи исследования:

1. Исследование действия циклогексимида в концентрации, не изменяющей синаптическую передачу.
2. Исследование влияния специфического неконкурентного антагониста NMDA-рецепторного комплекса МК-801 на эффекты возникновения эпилептиформной активности и изменение латентного периода популяционных ответов при удалении ионов Mg^{2+} .

Методика исследования.

Эксперименты проведены на переживающих срезах гиппокамп 22 крыс-самцов линии Вистар массой 180–200 г. Приготовление и инкубирование срезов проводили так, как описано нами ранее [1]. Состав перфузионной среды (мМ): NaCl – 126, KCl – 3, NaH_2PO_4 – 1,25, $MgSO_4$ – 1,2, $CaCl_2$ – 2, $NaHCO_3$ – 26, глюкоза – 10. Раствор насыщали газовой смесью 95% O_2 и 5% CO_2 (рН 7,4 при температуре $35 \pm 0,5^\circ C$). Скорость протока составляла 2 мл/мин. Период адаптации среза к солевой среде продолжался не менее 1 часа, после чего приступали к регистрации исходных показателей. Стимуляцию коллатералей Шаффера производили с частотой 1 Гц (30 импульсов в течение 30 с), регистрируя все популяционные ответы (ПО). Более подробно методика описана нами ранее [1]. Для создания модели эпилептиформной активности удаляли из перфузионной среды ионы Mg^{2+} [9]. В работе были использованы анализаторные веще-

ства – специфический неконкурентный антагонист NMDA-рецепторного комплекса МК-801 (Sigma-Aldrich, США). Статистическую обработку результатов исследований проводили с использованием программ BioStat 2009 Professional и OriginPro 8 SRO. Для оценки значимости различий двух выборок применяли t-критерий Стьюдента.

Результаты исследования:

В I серии экспериментов выявлено, что перфузия переживающих срезов раствором, содержащим циклогексимид в концентрации 200 мкМ (n=5) уменьшал амплитуду (ПО) (1-й стимул – на 78,5 ± 1%, p<0,05 30-й стимул – на 91,6±4%, p<0,05), а латентный период (ПО) достоверно не изменял. В концентрации 30мкМ (n=5) достоверно не изменял амплитуду и латентный период (ПО).

Удаление Mg²⁺ из раствора ACSF содержавшего циклогексимид 30мкМ (n=5) приводило к увеличению амплитуды (ПО) (1-й стимул – на 27,5±3,6%, 30-й стимул – на 20,6±7,6%; p<0,05), и латентного периода (ПО) (1-й стимул – на 1,6±0,3 мсек, 30-й стимул – на 1,8±0,15 мсек; p<0,05) и увеличению на 63±3% количества дополнительных (ПО) (p<0,05) (рис. 1А).

Необходимо отметить, что циклогексимид, оставшийся в растворе ACSF после удаления Mg²⁺, не предупреждал появление эпилептиформной активности.

циклогексимид 30мкМ + 0 магния 30 поп.спайк

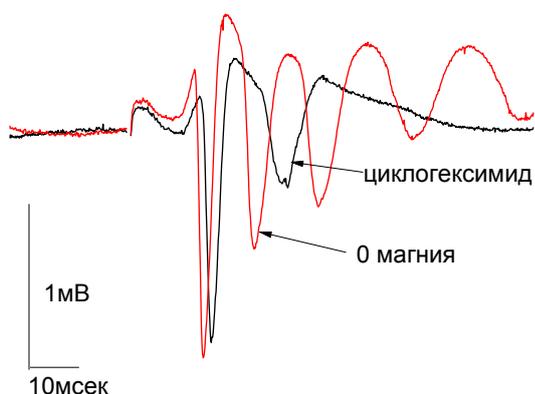


Рис. 1 А.

Во II серии экспериментов выявлено, что перфузия переживающих срезов раствором не содержащим Mg²⁺ (n=7) увеличивал амплитуду (ПО) (1-й стимул – на 16,9±6%, p<0,05 30-й стимул – на 20±2,1% (p ≤ 0,05), а латентный период (ПО) уменьшался (1-й стимул на 2,0±0,1 мсек, 30-й стимул – на 1,2±0,3 мсек; p<0,05) и увеличению на 63±3% количества дополнительных (ПО) (p<0,05), (рис. 1Б)

Добавление в перфузионный раствор МК-801 в концентрации 50 мкМ приводило к возвращению латентного периода и величины (ПО) к контрольному. Причем наблюдалось постепенное уменьшение количества дополнительных (ПО) в зависимости от порядкового номера (от 1-го до 30-го) стимула, а через 40 минут после добавления оно значимо (p<0,05) уменьшалось на 60±2% (рис. 1В)

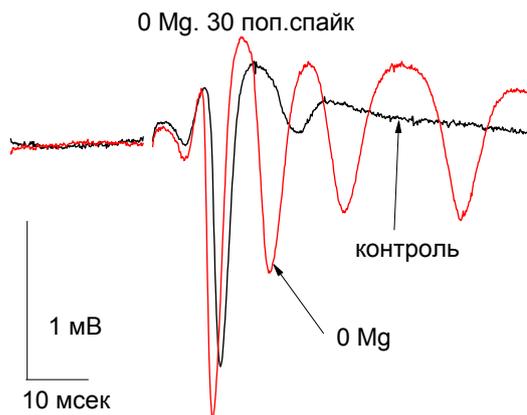


Рис. 1 Б. Влияние удаления из перфузионной среды Mg²⁺.

0 Mg + МК-801 50мкМ 30 поп.спайк

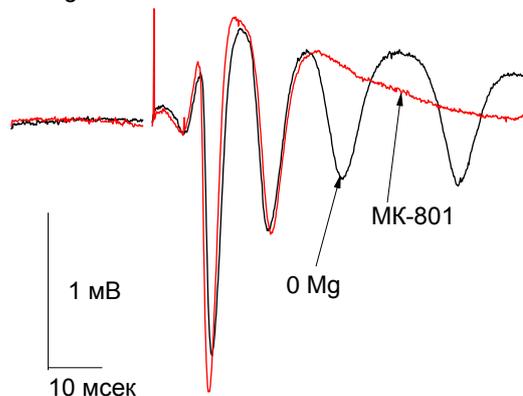


Рис. 1 В. Эффект добавления в перфузионную среду МК-801 в концентрации 50 мкМ.

Выводы:

Таким образом можно сказать, что блокада синтеза белка циклогексимидом в концентрации 30мкМ не нарушает нейротрансдукцию в системе коллатерали Шаффера – пирамидные нейроны поля СА1 гиппокампа крысы, а в концентрации 200 мкМ почти полностью на 90% ингибирует ее, не вызывая эпилептиформной активности.

Необходимо отметить, что циклогексимид, оставшийся в растворе ACSF после удаления Mg²⁺, не предупреждал появление эпилептиформной активности. Этот факт говорит о том, что в данной концентрации блокада синтеза белка не влияет на NMDA рецепторный комплекс. Эпилептиформная активность, вызванная удалением Mg²⁺, уменьшает латентный период (ПО) и увеличивает число дополнительных популяционных ответов, а МК-801 возвращает эти показатели к контрольному уровню. Следовательно нейроны СА1 области гиппокампа опосредуют свое действие через NMDA – рецепторный комплекс.

Литература:

1. Мотин В.Г. // Бюлл. exper. биол. и мед. – 2011. – Том 152, № 7. – С. 32–36.
2. Arrigo A., Mormina E., Anastasi G.P. et al. // Front Hum Neurosci. – 2014. – Vol. 8. – P. 987.

3. Włodarczyk A.I., Xu C., Song I. et al. // *Front. Neural. Circuits.* – 2013. – Dec. – Vol. 25, № 7. – P. 205.
4. Black S.A., Stys P.K., Zamponi G.W., Tsutsui S. // *Front Cell. Dev. Biol.* – 2014. – № 2. – P. 45, doi: 10.3389/fcell.2014.00045.
5. Bonaccorso C., Micalè N., Ettari R. et al. // *Curr Med Chem.* – 2011. – Vol. 18, No 36. – P. 5483–5506.
6. Coras R., Pauli E., Li J. et al. // *Brain.* – 2014. – Vol. 137, №7. – P. 1945–1957.
7. Jalili C., Salahshoor M.R., Pourmotabbed A. et al. // *Res Pharm Sci.* – 2014. – Vol. 9, № 5. – P. 351–358.
8. Khodorov B. // *Prog Biophys Mol Biol.* – 2004. – Vol. 86, № 2. – P. 279–351.
9. Lai T.W., Zhang S., Wang Y.T. // *Prog Neurobiol.* – 2014. – Vol. 115. – P. 157–88.
10. Nyitrai G., Lasztóczy B., Kardos J. // *Brain Res.* – 2010. – Vol. 1309. – P. 172–178.
11. Tanaka K.Z., Pevzner A., Hamidi A.B. et al. // *Neuron.* – 2014. – Vol. 84, № 2. – P. 347–354.
12. Vyklícky V., Korinek M., Smejkalova T. et al. // *Physiol. Res.* – 2014. – Vol. 63, Suppl. 1. – S. 191–203.

СНИЖЕНИЕ ДВИГАТЕЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ТРЕВОЖНОСТИ У СТАРЕЮЩИХ МЫШЕЙ C57BL/6 ПОСЛЕ ХРОНИЧЕСКОГО ИНТРАНАЗАЛЬНОГО ВВЕДЕНИЯ АМИЛОИДОГЕННЫХ ОЛИГОМЕРНЫХ СТРУКТУР АЛЬФА-СИНУКЛЕИНА

О.А. Соловьева, А.Т. Прошин,
М.А. Грудень, В.В. Шерстнев

НИИ нормальной физиологии им. П.К. Анохина, г. Москва

E-mail авторов: SAolga@yandex.ru

Согласно современным представлениям, одним из ключевых механизмов развития болезни Паркинсона (БП) и ряда других хронических нейродегенеративных заболеваний является мисфолдинг (нарушение конформации вторичной и третичной структуры белковой молекулы) белка альфа-синуклеина (АС) с образованием нейротоксических амилоидогенных структур АС, инициирующих гибель определенных популяций нервных и глиальных клеток в различных отделах мозга [1]. Нами разрабатывается новая экспериментальная модель БП, основанная на хроническом интраназальном введении амилоидогенных форм АС стареющим мышам. Было показано, что интраназальное введение олигомеров или композиционной смеси олигомеров и фибрилл АС в течение 14 дней вызывает у 12-месячных самцов мышей C57BL/6 двигательные нарушения, нейромедиаторные и аутоиммунные проявления, сходные с симптомами БП [2, 3]. Однако не исследованы эффекты олигомеров АС в условиях использованного протокола [3] на состояние эмоциональной сферы животных, что является важным для характеристики адекватности разрабатываемой модели БП.

В настоящей работе проведено изучение влияния олигомеров АС, вводимых интраназально по описанному протоколу, на двигательную и ориентировочно-исследовательскую активность, а также состояние тревожности стареющих животных.

Методика исследования.

Исследование проведено на 17 стареющих (11-12 мес.) самцах мышей C57BL/6 с соблюдением правил биомедицинской этики. На протяжении 14 дней жи-

вотным интраназально один раз в сутки вводили либо олигомеры АС (0,48 мг/кг, n=10), либо физраствор (n=7) по протоколу, описанному в [3]. На следующий (15-й) день после окончания введения веществ животных однократно помещали в «Открытое поле» (ОП) (Columbus Instruments, Огайо, США) на 11 минут (5 минут-адаптация, 6 минут-тест) для оценки двигательной и ориентировочно-исследовательской активности. Спустя 23 дня по окончании введения веществ животных однократно помещали в «Крестообразный неподнятый лабиринт» (КПЛ) (Columbus Instruments, Огайо, США) на 5 мин для оценки уровня тревожности. Обучение и тестирование проводили в одном и том же помещении при освещении установок рассеянным светом. После тестирования каждого животного пол и стены установок протирали тканью, смоченной мыльным раствором. В данной работе представлены результаты, полученные в тестах ОП (последние 6 мин. записи) и КПЛ. Сбор и анализ данных проводили с помощью программы Ethovision XT 8 (Noldus, Голландия). Статистический анализ осуществляли с помощью программы SPSS Statistics 17.0 (SPSS Inc., США). Данные представлены как среднее значение ± стандартная ошибка измерения.

Результаты и обсуждение.

У животных, получивших олигомеры АС, по сравнению с мышами группы контроля, в тесте ОП документировано статистически значимое снижение средней скорости движения (олигомеры АС: $3,49 \pm 0,37$ см/с vs. физраствор: $4,89 \pm 0,39$ см/с, тест Манна-Уитни, $p=0,025$), а также сокращение длительности периодов движения (20 ± 4 с vs. 41 ± 7 с, $p=0,011$) при большей длительности периодов неподвижности ($334 \pm 7,2$ с vs. $318 \pm 6,5$ с, $p=0,04$) и меньшей частоте эпизодов движения (89 ± 16 vs. 166 ± 18 , $p=0,008$). Примечательно, что у мышей, получивших олигомеры АС, зарегистрировано меньше периодов относительной неподвижности (скорость движения менее 2 см/с), по сравнению с контролем (88 ± 16 vs. 167 ± 18 , $p=0,006$). Как следствие, мышши, которым вводили олигомеры АС, прошли меньшее расстояние в установке, по сравнению с животными, получившими физраствор (1254 ± 134 см vs. 1760 ± 139 см, $p=0,025$). У экспериментальных животных, по сравнению с контролем, было отмечено меньше посещений как центральной зоны (4х квадратов в центре) (34 ± 5 vs. 51 ± 5 , $p=0,019$), так и периферии (остальных 12 квадратов) (85 ± 7 vs. 111 ± 9 , $p=0,045$). Длительность пребывания в этих зонах не различалась у мышшей из разных групп ($p>0,1$). Полученные данные свидетельствуют, что хроническое введение олигомеров АС привело к появлению двигательных нарушений и снижению ориентировочно-исследовательской активности у животных.

В тесте КПЛ мышши, получившие олигомеры АС, статистически значимо меньше времени проводили в открытых рукавах лабиринта (15 ± 3 с vs. 33 ± 6 с, $p=0,011$), реже в них заходили (4 ± 1 vs. 7 ± 1 , $p=0,027$) и реже свешивались с бортиков (11 ± 2 vs. 18 ± 2 , $p=0,019$), по сравнению с контрольными животными. Экспериментальные мышши прошли меньший путь и реже заходили в центр установки и закрытые рукава, по сравнению с контролем ($0,05 \leq p < 0,1$). Длительность пребывания

ния в закрытых рукавах, а также отношение количества входов в открытые рукава ко всем посещениям рукавов лабиринта не различались у контрольных и экспериментальных мышей ($p > 0,1$). Факты, выявленные при тестировании в КПЛ, демонстрируют повышение тревожности у стареющих животных в условиях хронического введения олигомеров АС.

Документированные в данном исследовании экспериментальные свидетельства о выраженном снижении двигательной активности у стареющих мышей через 15 дней от начала введения олигомеров АС в целом сопоставимы с результатами выполненной нами ранее работы, в которой были обнаружены двигательные нарушения у животных спустя 28 дней после начала введения олигомеров АС. Выявленные временные различия указанных эффектов олигомеров АС могут быть обусловлены особенностями способов сбора данных, физиологической активности использованных препаратов, а также различиями в наборах регистрируемых показателей [3]. У животных, получавших олигомеры АС, была снижена исследовательская активность, что согласуется с данными Wang и соавторов, показавших, что у пациентов с БП и диагностированной апатией уровень олигомеров АС в цереброспинальной жидкости выше, чем у больных с БП без признаков апатии [5]. Мыши, которым вводили олигомеры АС, демонстрировали достоверные изменения эмоционального фона, по сравнению с контрольными животными. В этой связи в доступной литературе обнаружено только одна работа, в которой показано, что у мышей линии C57Bl/6 однократное введение олигомеров АС внутрь желудочков мозга нарушает воспроизведение условного страха спустя 24 часа после проведения процедуры обусловливания (и 48 часов после введения) [4]. Обнаруженное в наших опытах повышение тревожности связывают с нарушениями процессов неонейрогенеза в гиппокампе, и относят к ранним симптомам БП, которые предшествуют появлению моторных проявлений [6, 7]. Таким образом, можно заключить, что у стареющих мышей при хроническом интраназальном введении олигомеров АС воспроизводятся некоторые из ведущих клинических проявлений БП-нарушение двигательных функций и эмоционального статуса.

Исследование поддержано Российским фондом фундаментальных исследований (грант № 16-04-00661а).

Литература:

1. Stefanis L. Alpha-synuclein in Parkinson's disease // Cold Spring Harbor Perspect. Med. – 2012. – Vol. 2, № 2. a009399.
2. Gruden M.A., Davidova T.V., Yanamandra K. et al. Nasal inoculation with alpha-synuclein aggregates evokes rigidity, locomotor deficits, and immunity to such misfolded species as well as dopamine // Behav. Brain Res. – 2013. – № 243. – P. 205-212.
3. Gruden M.A., Davydova T.V., Narkevich V.B. et al. Intranasal administration of alpha-synuclein aggregates: a Parkinson's disease model with behavioral and neurochemical correlates // Behav. Brain Res. – 2014. – № 263. – P. 158-168.
4. Martin Z.S. et al. Alpha synuclein oligomers oppose long-term potentiation and impair memory through a calcineurin-dependent mechanism: relevance to human synucleinopathy disease // J. Neurochem. – 2012. – Vol. 120, № 3. – P. 440-452.
5. Wang F., Yu S.-Y., Zuo L.-J. et al. Excessive iron and α -synuclein oligomer in brain are relevant to pure apathy in Parkinson disease // J. Geriatric Psych. Neurol. – 2016. – № 1. – P. 8.

6. Shiba M., Bower J.H., Maraganore D.M. et al. Anxiety disorders and depressive disorders preceding Parkinson's disease: A case-control study // Mov. Disorders. – 2000. – Vol. 15, № 4. – P. 669-677.
7. Marxreiter F. et al. Adult neurogenesis in Parkinson's disease // Cell Mol. Life Sci. – 2013. – Vol. 70, № 3. – P. 459-473.

К ВОПРОСУ О ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ РЕГУЛЯТОРНЫХ ПЕПТИДОВ В НОРМЕ И ПАТОЛОГИИ

С.М. Толпыго, Л.В. Лазутина

НИИ нормальной физиологии им. П.К. Анохина, г. Москва

Е-mail авторов: lab_motiv@mail.ru

Известно, что регуляторные пептиды (РП) и аффинные рецепторы к ним повсеместно распространены в различных органах и тканях организма, характеризуются широким спектром физиологической активности на всех уровнях регуляции (от молекулярного до поведенческого). Полагают, что РП являясь полифункциональными биорегуляторами, образуют систему, представляющую собой функциональный континуум, который обеспечивает тонкую настройку модулирующих влияний на состояние организма в различных условиях [1]. Следует отметить, что вопрос о механизмах, обеспечивающих полифункциональность РП, в интегративной деятельности до сих пор остается открытым.

Ранее при анализе биологической активности свободных РП и их искусственно синтезированных комплексов с белками-носителями (на примере вазоактивных и опиоидных пептидов) обнаружено, что белково-пептидные комплексы (БПК) по сравнению с нативными РП характеризуются расширением и интерференцией спектров активности, пролонгированными и интенсивными физиологическими эффектами, селективно влияют на врожденное и приобретенное поведение [2].

Общепризнано, что такие РП как ангиотензины проявляют отчетливую плейотропность физиологического действия в регуляции центральных и периферических функций (водно-солевой обмен, гемодинамика, эмоциональный стресс, воспаление, гуморальный и клеточный иммунитет и др.) [5]. Был проведен сравнительный анализ эффектов введения свободных и связанных с белками ангиотензинов – I – IV (А-I, А-II, А-III и А-IV) на врожденное и приобретенное питьевое поведение, а также показатели гемодинамики у крыс. Показано, что физиологическая активность БПК ангиотензинов отчетливо модулируется функционально различными белками, входящими в их состав (транспортный белок плазмы крови – бычий сывороточный альбумин – БСА и Ca^{+2} -связывающий нейроспецифический белок S100b). Выявлено, что БПК А-II и А-IV с БСА участвуют в фиксации, стабилизации и извлечении памятных следов приобретенных навыков удовлетворения жажды, а БПК А-I и А-III с БСА вовлечены в обеспечение преимущественно врожденного питьевого поведения. Периферические же механизмы питьевого поведения включаются за счет БПК ангиотензинов с S100b, обеспечивая функции гемодинамики и поддержания водно-солевого баланса.

Было высказано предположение, что эндогенные БПК являются особым классом сигнальных молекул, опосредующих полифункциональность свободных РП и их дифференцированное включение в интегративные регуляторные процессы в ходе онтогенетического развития организма [2].

При изучении особенностей реализации регуляторных функций ренин-ангиотензиновой системы (РАС) в экстремальных условиях (острая гипо- и гипергликемия) нами был выявлен и описан феномен экстренной диссоциации и перераспределения функциональных характеристик её пептидных компонентов за счет модификации исходной активности свободных и связанных с белками ангиотензинов (А-II, А-IV) [3].

Обнаружено, что экспериментальная гипо- и гипергликемия у крыс устраняют различия в реализации регуляторных функций свободного А-II и его комплексов с белками-носителями (БСА, S100b). При этом в отличие от интактных животных, под действием свободного и связанного с белками ангиотензина II наблюдали преимущественно подавление питьевого инструментального поведения, а также снижение гипертензивного и тахикардического эффектов. В большей степени такие изменения проявлялись на фоне острой гипергликемии. В тоже время исходные гемодинамические и поведенческие эффекты свободного А-IV и его комплексов с функционально различными белками-носителями (БСА, S100b) качественно видоизменяются. При этом свободный А-IV в условиях гипо- и гипергликемии парадоксальным образом начинает обнаруживать функции А-II (умеренная гипертензия, тахикардия, полидипсия и активация питьевого инструментального поведения), а БПК А-IV с БСА и S100b приобретают свойства свободного А-IV (гипотензия, подавление питьевого поведения).

Предполагается, что комплексы А-IV с функционально различными белками дифференцированно включаются сначала в процессы компенсации нарушений поведения и гемодинамики, вызванных острой и/или хронической гипо- и гипергликемиями, а затем и в качественную трансформацию этих адаптивных процессов в устойчиво патологические, с вовлечением механизмов так называемой «метаболической памяти» [4].

Гипотетически представляется, что образование комплексов ангиотензинов с функционально различными белками обеспечивает дивергенцию путей их сигнальной трансдукции, формируя адекватные клеточные ответы с их участием в рамках целого организма в условиях физиологической нормы, и способствует адаптационно-компенсаторному преобразованию этих клеточных ответов при развитии патологии.

Литература:

1. Ашмарин И.П., Королева С.В. Закономерности взаимодействия и функциональный континуум нейропептидов (на пути к единой концепции): Обзор // Вестник РАМН. – 2002. – № 6. – С. 40–48.
2. Котов А.В., Толпыго С.М., Певцова Е.И., Обухова М.Ф. Регуляторные пептиды в системных механизмах целенаправленного поведения: опыт изучения физиологической активности // Вестник РАМН. – 2005. – № 6. – С. 38–45.
3. Певцова Е.И., Толпыго С.М., Лосева Т.Н., Котов А.В. Модификация физиологической активности ангиотензина II и ангиотензина IV при экспериментальной гипо- и гипергликемии у крыс // Булл. эксп. биол. и мед. – 2012. – Том 153. – № 5. – С. 621–624.

4. Rosen M.R., Cohen I. S. Cardiac memory ... new insights into molecular mechanisms // J. Physiol. – 2006. – Vol. 570 (2). – P. 209–218.
5. Wright J.W., Yamamoto B.J., Harding J.W. Angiotensin receptor subtype mediated physiologies and behaviors: new discoveries and clinical targets // Progr. Neurobiol. – 2008. – Vol. 84 (2). – P. 157–181.

ЭКОНОМИКА

ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ КАК ФАКТОРЫ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ

Е.О. Арнаутов

Дальневосточный ФУ, г. Владивосток

E-mail: katerina_arn@mail.ru

Статья посвящена возможностям новых особых экономических режимов на российском Дальнем Востоке: территориям опережающего развития и Свободному порту Владивосток. Приведены основные условия для резидентов территорий, основные сходства и различия режимов, а также определено положение данных инструментов в вопросах привлечения инвестиций в экономику Приморского края.

Российскому Дальнему Востоку уделяется много внимания в государственной политике. Развитие дальневосточного региона объявлено Президентом России Владимиром Путиным приоритетом на весь XXI век. Однако его экономическое развитие даже в сравнении с другими российскими регионами остается слабым, объемы инвестиций остаются невысокими. Для придания импульса на территории вводятся в работу новые инструменты.

Так, в 2015 г. вступил в силу Федеральный закон о Территориях опережающего социально - экономического развития, был принят и вступил в силу ФЗ о Свободном порте Владивосток. Законодательные нововведения открыли новые возможности для бизнеса в регионе, имея все шансы стать точкой прорыва для экономики региона.

Закон о ТОРх (ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации» от 29.12.2014 N 473-ФЗ) по сути своей напоминает пройденный опыт с особыми экономическими зонами (ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» от 22.07.2005 N 116-ФЗ). На самом деле ТОР как инструмент более продуман и располагает более широким спектром преференций. В отличие от ОЭЗ, которые создавались сроком на 49 лет, ТОР создаются на более длительный период – 70 лет.

Территория опережающего социально - экономического развития – часть территории субъекта Российской Федерации, включая закрытое административно-территориальное образование, на которой в соответствии с решением Правительства Российской Федерации установлен особый правовой режим осуществления предпринимательской и иной деятельности в целях формирования благоприятных условий для привлечения инвестиций, обеспечения ускоренного социально-

экономического развития и создания комфортных условий для обеспечения жизнедеятельности населения. Другими словами, ТОР – площадка с особым режимом, способствующим привлечению инвестиций.

Особые условия ведения деятельности предполагают ряд преференций. Так, резидент имеет право на применение заявительного порядка возмещения НДС в течение 10 рабочих дней, не уплачивается НДС при ввозе и вывозе товаров при помещении под таможенную процедуру свободной таможенной зоны, налог на прибыль равен 0% в первые пять лет и 12% в следующие пять, налог на имущество – 0% в первые 5 лет и 0,5% – в следующий аналогичный период. Земельный налог также снижается: он составит 0% в первые три-пять лет в зависимости от конкретного муниципального образования. Страховые взносы в первые 10 лет не превысят 7,6%. Кроме того, для удобства предпринимателя предусмотрено минимальное количество контролируемых организаций и сокращенные сроки процедур в сфере строительства.

Резидентом площадки может стать юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, соответствующие нескольким критериям: государственная регистрация осуществлена на территории опережающего развития, организация не имеет подразделений, расположенных за пределами площадки, не является резидентом особой экономической зоны или участником региональных инвестиционных проектов. Чтобы проект претендента на резидентство подошел под утвержденные критерии, он должен быть рассчитан на объем инвестиций не менее 500 тысяч рублей за три года. Также указанный вид деятельности должен соответствовать специализации площадки, резидентом которой он намерен стать.

На сегодняшний день в Приморье создано три территории опережающего развития: сельскохозяйственный ТОР «Михайловский», производственно-логистическая площадка «Надеждинская», а также ТОР с судостроительной специализацией «Большой камень». В перечне резидентов приморских ТОР уже 24 компании¹ [3]. На нескольких площадках запущены производства.

Другой новый инструмент – Режим Свободного порта – порой до сих пор вызывает вопрос «Это зона Duty Free»? Понятие Свободного порта гораздо шире простой зоны беспошлинной торговли. Под свободным портом Владивосток понимается часть территории, на которой устанавливаются меры государственной поддержки предпринимательской деятельности.

В Приморье такая зона охватывает 16 муниципальных образований: Артемовский, Владивостокский, Уссурийский, Находкинский, Партизанский городские округа, Большой Камень, Спасск-Дальний, Надеждинский, Октябрьский, Ольгинский, Лазовский, Партизанский, Пограничный, Ханкайский, Хасанский и Шкотовский муниципальные районы.

Условия для резидентов Свободного порта аналогичны условиям для резидентов ТОР. Небольшая разница существует в части, касающейся земельного налога. Так, в первые 5 лет налог составит 0%. В сле-

дующие 5 лет для резидента свободного порта скидка на него будет достигать до 60% в зависимости от конкретного муниципалитета.

Резидентами территории могут стать индивидуальный предприниматель или юридическое лицо, планирующие реализовать новый инвестиционный проект, либо осуществление новой предпринимательской деятельности. Объем капиталовложений должен составить не менее 5 млн. рублей, в срок, не превышающий 3-х лет со дня включения в реестр резидентов. При этом учитываются затраты на новое строительство, техническое перевооружение, модернизацию основных средств, реконструкцию зданий, приобретение машин, оборудования. Учитываться понесенные затраты начинают с даты включения в реестр резидентов.

Стоит отметить, что на положенные льготы могут рассчитывать не все. Так, компании, ведущие торговую, финансовую и страховую деятельность, не смогут воспользоваться мерами государственной поддержки. Тем не менее, уже 97² компаний стали резидентами данного режима.

Помимо практически идентичных льготных условий, два режима объединяет еще ряд схожих черт. Так, чтобы воспользоваться налоговыми льготами, резидент ТОР или СПВ не должен использовать специальных налоговых режимов, то есть должен находиться на общей системе налогообложения, что снижает привлекательность режимов для малых и средних предприятий. Кроме того, чтобы освободиться от уплаты таможенных пошлин, необходимо существенно видоизменить товар.

Основное отличие между двумя режимами заключается в создании на площадках ТОР инфраструктуры за счет государства. Если у инвестора уже есть площадка, подходящая для реализации проекта и расположенная на территории одного из 16 муниципалитетов, то предпринимателю есть смысл выбрать режим Свободного порта. Плюсы режима Свободного порта: большая площадь действия, минимальные ограничения в разрешенных видах деятельности, возможность строительства «здесь и сейчас».

Стоит отметить, что согласно законодательству, резидентом ТОР может быть только новое зарегистрированное на территории предприятие. Резидентом Свободного порта может быть и уже функционирующее предприятие, однако в таком случае обязательное требование для получения льгот – раздельная бухгалтерия, то есть по новому проекту, реализуемому в рамках СПВ, должен вестись отдельный бухгалтерский учет.

Несмотря на то, что оба режима предлагают выгодные условия в плане налогового, таможенного и административного регулирования, количество компаний-резидентов остается сравнительно небольшим, особенно в части компаний с иностранным капиталом, что соответственно влияет на уровень вложенных в регион инвестиций. Объем инвестиций в основной капитал по-прежнему продолжает падать после небольшого подъема в 2014 (объем инвестиций в основной капитал в 2013 г. – 123 млрд р., в 2014 г. – 134 млрд р., в 2015 – 116 млрд р., в первом полугодии 2016 г. наблюдается падение на 4,5% относительно аналогичного уровня

¹ По данным на 14 ноября 2016 г.

² По данным на 14 ноября 2016 г.

2015 г.) [4, 5]. Однако о провале предложенных мер говорить слишком рано. Во-первых, это связано с длительностью инвестиционного цикла. Во-вторых, отсутствие бума связано с низкой информированностью предпринимательского сообщества. Во многом, это происходит благодаря низкой активности самого сообщества, не желающего разбираться в нововведениях. В-третьих, серьезным недостатком является существующая недоформированность законодательства: сегодня в нем можно найти множество недоработок, открытых вопросов, на которые никто не может дать ответа, для этого самими резидентами создаются Ассоциации: это позволит совместно если не решить вопросы, то сформировать предложения для соответствующих органов.

Специалисты видят и ряд других рисков при реализации таких масштабных проектов. Так, в своей работе Абрамов А.Л. и Матвиенко Н.Н. видят ряд парадоксов, способных затруднить реализацию проекта Свободного порта. В частности, речь идет о выявлении оптимальных условий налогообложения при создании точки пропуска транзитных грузов на юге Приморского края в направлении государственная-граница-порт. Авторы считают, что не должно получиться так, что сниженные по сравнению с конкурентами налоговые нагрузки недостаточны для привлечения необходимого количества инвесторов и запуска экономического проекта. Также указан фактор необходимости гармонизации закона о свободном порте Владивосток и законодательства стран, с которыми предполагается активизировать инвестиционное сотрудничество и экспортные торгово-производственно-транспортные отношения. Кроме того, ставится задача создания сети ОЭЗ и зон порто-франко с включением в нее свободного порта Владивосток [1]. Данные вопросы также актуальны и для территорий опережающего социально - экономического развития.

Кроме того, требует доработки еще ряд вопросов, связанных с таможенным регулированием. Так, далеко не все ТОРы способны обеспечить применение таможенной процедуры свободной таможенной зоны. Требования к обустройству зоны таможенного контроля на площадке территории не определяют конкретных лиц, ответственных за данное обустройство, что делает вероятным перекладывание бремени финансовых затрат по созданию и обустройству зоны таможенного контроля на резидента или управляющую компанию [2].

Новое законодательство, касающееся Территорий опережающего развития и Свободного порта Владивосток, обладает действительно мощным инструментарием для привлечения инвестиций в экономику всего Дальнего Востока и Приморского края, в частности. Однако ряд факторов все еще требует внимания: необходима проработка общих вопросов землепользования, вопроса по возможностям вовлечения малого и среднего бизнеса, рассмотрение соотношения принятого законодательства с законодательством стран, инвесторов из которых планируется привлечь с помощью данного инструмента, интеграция запущенных проектов в более масштабные системы. При соответствующих корректировках и грамотном использовании имеющихся возможностей дальневосточные территории привлекут больше инвестиций в свои территории.

Литература:

1. Абрамов А.Л., Матвиенко Н.Н. Бизнес-модель свободного порта Владивосток: идея и пути реализации // Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2016. – № 1 (74).
2. Корпорация Развития Дальнего Востока [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://erdc.ru/>
3. Руднева З.С. Проблемы применения таможенной процедуры свободной таможенной зоны на площадках территорий опережающего социально - экономического развития // Известия ТулГУ. Экономические и юридические науки. – 2016. – № 2-1.
4. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Приморскому краю [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://primstat.gks.ru/>
5. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www.gks.ru/>

К ВОПРОСУ О ПОНЯТИИ ИНВЕСТИЦИЙ КАК ФАКТОРА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ РЕГИОНА

Е.О. Арнаут

Дальневосточный ФУ, г. Владивосток

E-mail: katerina_arn@mail.ru

В современном мире обеспечить динамичное развитие экономики региона возможно только за счет привлечения частных компаний к работе на территории. Вложение средств компаний в регион приводит к созданию новых производств, объектов, рабочих мест, что в конечном счете способствует подъему уровня жизни населения и сказывается на общем состоянии социально-экономического развития. Однако возникает вопрос – что именно стараются привлечь регионы и что – выгодно вложить инвесторы? Понятие инвестиций является ключевым для привлечения частного финансирования в регион.

Вопросами исследования инвестиций занимались многие российские и зарубежные авторы, такие как Н.В. Афонин, И.А. Бланк, В.В. Бочаров, В.М. Попов, Ю.А. Корчагин, И.П. Малиниченко, Д.Э. Старик, В.В. Ковалев, Дж.М. Розенберг, Д. Норкотт, Г. Бирман, С. Шмидт и другие. В их трудах дается толкование понятия «инвестиции», формы их привлечения, исследуются последствия для экономики территорий. При этом однозначно трактуемого понятия инвестиции нет.

Обратимся вначале к понятию инвестиций, закрепленному в российском законодательстве. Федеральный закон №39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» дает следующее определение инвестиций: инвестиции – денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта. Исходя из данного определения, инвестиции – это всё, что угодно, вкладываемое для извлечения прибыли или достижения других поставленных целей. Объектами капитальных вложений, согласно данному закону, являются находящиеся в частной, государственной, муниципальной и иных формах собственности различные виды вновь создаваемого и (или) модернизируемого

имущества, за изъятиями, устанавливаемыми федеральными законами. При этом в широком смысле слова «инвестиции» рассматривать только как капитальные вложения нельзя, поскольку капитальные вложения – это всего лишь одна из форм.

Законодательство на региональном уровне в Приморском крае вообще не содержит понятия инвестиций, предполагая, что в основе лежит понятие, данное на федеральном уровне. Словарь Ожегова дает более краткое, но более емкое понятие, представляя инвестиции как долгосрочные вложения капитала в отдельные отрасли экономики внутри страны и за рубежом [5].

Обобщая труды различных авторов, можно определить инвестиции как вложения, ориентированные на достижение целей. Так, например, по Бланку, под инвестициями понимается вложение капитала в денежной, материальной и нематериальной формах в объекты предпринимательской деятельности с целью получения текущего дохода или обеспечения возрастания его стоимости в будущем периоде [4].

Инвестиции также можно рассматривать как совокупность всех затрат, направленных на приобретение или создание активов экономического субъекта в различных отраслях и сферах экономики с целью получения предпринимательской прибыли или процента [1].

В мировой практике под инвестициями понимается механизм, используемый для целей получения доходов в будущем. В финансовом смысле, это включает в себя покупку облигаций, акций или недвижимости собственности. Кроме того, построение здания или другого объекта, используемого для производства товаров, можно рассматривать как инвестиции. Производство товаров, необходимых для производства других товаров, также можно рассматривать как инвестиции [3].

Зачастую, приезжая на новую территорию, у инвестора возникает первый вопрос: «Что вы подразумеваете под инвестициями?», ведь это может быть что угодно. Инвестор должен быть уверен, что с ним говорят на его языке.

Основываясь на изложенном, можно предположить, что для избегания своевольной трактовки инвестиций, необходимо доработать существующее понятие, определяемое законодательством, конкретизировать его, учитывая научные труды, мировой опыт, законодательство Российской Федерации и потенциальных партнеров страны.

По мнению Веретенниковой О.Б. и Рыбиной Е.С., уже существующие точки зрения не в полной мере характеризуют понятие инвестиций, так как не включают в себя субъект инвестирования. С точки зрения авторов, субъект является определяющим звеном в процессе инвестирования, поэтому именно ему должна быть отведена определяющая роль [2]. Так, в зависимости от субъекта инвестиций, разнятся объекты и цели. Если субъектом выступают Правительство России или высший орган управления субъекта РФ, то объектом будут выступать как капитальные вложения, так и ценные бумаги, а задачами станут достижение стратегических целей, контроль их реализации, увеличение уровня доходов бюджета. В то же время частный инвестор будет стремиться к увеличению стоимости своей компании и денежного капитала.

Так, обобщая вышесказанное, можно сделать вывод, что под инвестициями могут пониматься вложения со стороны субъекта государственной власти, юридического или физического лица (отечественного или зарубежного), направленные на создание новых или модернизацию существующих субъектов в сферах экономики территории с целью извлечения прибыли или достижения полезного эффекта для отдельно взятого субъекта или общества.

Литература:

1. Афонин И.В. Инновационный менеджмент и экономическая оценка инвестиций: учеб. пособие. – М.: Гардарики, 2006. – 301 с.
2. Веретенникова О.Б., Рыбина Е.С. Сущность инвестиций и инвестиционной деятельности в экономической системе // Вестник ОмГУ. Серия: Экономика. – 2013. – № 1.
3. Инвестопедия [Электронный ресурс] - Электрон. дан. - Режим доступа: <http://www.investopedia.com/terms/i/investment.asp>
4. Словарь-справочник финансового менеджера, И.А. БЛАНК [Электронный ресурс] – Электрон. дан. - Режим доступа: <http://www.consensus-audit.ru/dic/blank>
5. Толковый словарь Ожегова / С.И. Ожегов, Н.Ю. Шведова, 1992.

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К АНАЛИЗУ РИСКОВ

Н.К. Жижин, С.Г. Харченко

ФНКЦ ФМБА России, г. Москва, Россия
РА НХиГУ при Президенте РФ, г. Москва, Россия

E-mail авторов: gigin2000@mail.ru

Статья посвящена изучению проблемы применения восприятия риска в процессах принятия решений и управления рисками. В работе освещены основные направления научной мысли по данной проблеме. Также описаны базовые подходы к изучению рисков, проведён их сравнительный анализ.

Ключевые слова: восприятие риска, управление рисками.

Система здравоохранения в России находится в постоянном реформировании, однако качество оказания медицинской помощи остается неудовлетворительным. Одним из путей повышения эффективности и качества оказания медицинской помощи является внедрение системы управления рисками (риск – менеджмент), которая позволяет выявить, оценить последствия и выработать тактику противодействия, направленную на ограничение случайных событий, наносящих физический и моральный ущерб организации, ее персоналу и пациентам [2]. Однако стоит отметить, что в России пока не накоплен достаточный опыт для эффективного управления и контроля над рисками данной отрасли. Поэтому Правительством рекомендуется использование лучшей мировой практики, и законодательно утверждается переход на международный стандарт качества GMP – Good Manufacturing Practice (система качественного производства), которым в настоящее время используются в 140 странах [3]. Управление рисками в системе ведомственной медицины наиболее актуально, т.к. необходимо четко представлять работу в чрезвычайных ситуациях, при массовом поражении, а также в мирное время, оптимизируя все рискометрические параметры.

Цель работы: изучить проблемы применения восприятия риска в процессах принятия решений и управления рисками.

Задачи работы: дать дефиницию риска, выполнить стратификацию и оценку риска, а также представить концепцию рисков исходя из 3 основных направлений: техногенных, экономических и психологических параметров.

Ключевые понятия. В последнее время внимание современного общества сконцентрировано на риске. Одни из последних примеров – распространение птичьего гриппа в Азии, «коровье бешенство» (BSE) в Великобритании, природные катаклизмы в Индийском океане, годовщина аварии на ЧАЭС, – привлекли большое общественное внимание и выявили все возрастающее расхождение между желанием общественности видеть уменьшение уровня риска и реальным выполнением этих требований учреждениями, занимающимися контролем и управлением рисками [1]. Существует определенное недопонимание того, каковы потенциальные возможности оценки риска и управления риском. Что реально общество может сделать, чтобы добиться снижения уровня риска? Что означает сам термин «риск», и как он понимается учеными, занимающимися естественными и гуманитарными науками, управляющими лицами, социальными группами и общественностью в целом? Что такого особенного в риске, что делает его такой важной проблемой современной политики?

Понятие «риск» возникло не так давно, и при обсуждении рисков возникает вопросов больше, чем ответов. Конечно, риск всегда был частью человеческого бытия, и исследования в области риска начались тогда, когда люди стали выделять альтернативу погибнуть или предпринять действия, которые позволяют избежать опасной ситуации. Математические инструментальные средства для оценки риска были разработаны более чем за столетие до того, как формальный анализ риска стал применяться к техническим системам. Тем не менее, только три-четыре десятилетия назад стали проводиться систематические научные опыты изучения рисков в обществе и предприниматься попытки создания специализированных агентств по управлению риском.

При обсуждении рисков немедленно выясняется, что каждый говорит о чем-то своем, отличном от других; нет общепринятого определения для термина «риск» – ни в научном, ни в общественном понимании. Тем не менее, все концепции риска имеют один общий элемент: разделение реальной действительности и возможности. Если будущее было бы предопределено или независимо от человеческой деятельности в настоящем, термин «риск» не имел бы смысла. Это достаточно очевидно, но только в контексте последних лет развития современной культуры и резко контрастирует с фаталистическими взглядами на природу и общество. Если чья-либо судьба предопределена и негативных последствий нельзя избежать, нет необходимости в предсказании будущих событий, разве только для того, чтобы удовлетворить свое любопытство.

Если же признается различие между действительностью и возможностью, то понятие «риск» имеет смысл, и его часто связывают с возможностью того,

что в результате природных событий или человеческих действий может возникнуть нежелательное состояние действительности (неблагоприятные эффекты). Тем не менее, трудно установить, какие же характеристики являются необходимыми для обозначения результата как «неблагоприятный» в сравнении с «желательным» или «приемлемым». В частности, если использовать термин «риск» в его общепринятом понимании в рамках экономической теории, тогда и доходы, и издержки должны быть интерпретированы «в условиях риска». Кроме того, как подчеркнули, существуют явления типа «желательного риска» (например, в спорте), когда люди стремятся достичь острых ощущений. Поэтому будем использовать термин «риск» для описания неопределенных последствий, независимо от того, являются ли они положительными или отрицательными [1, 3]. Лично мне близко определение риска, высказанное «гуру» в области анализа рисков Ортвином Ренном: «Риск – это возможность того, что человеческие действия или результаты его деятельности приведут к последствиям, которые воздействуют на человеческие ценности» [2].

Это определение подразумевает, что люди могут, желают и будут устанавливать причинные связи между действиями (или результатами деятельности). Последствия не воспринимаются с фаталистической точки зрения. Они могут быть изменены как путем преобразования первоначальной деятельности или ее результата, так и путем смягчения последствия. Поэтому риск одновременно является как дескриптивным, так и нормативным понятием и включает в себя анализ причинно-следственных связей, которые могут быть научными, почерпнутыми из личного опыта, религиозными или магическими, но это понятие несет в себе также скрытую посылку снизить нежелательные эффекты путем соответствующего изменения причин или, что менее желательно, смягчения последствий.

Оценка риска – научный процесс определения компонент риска в точных, как правило, количественных показателях. В технических оценках риска это означает определение того, что под угрозой, вычисление вероятностей для (не)желательных последствий и объединение компонент посредством умножения вероятностей на величину последствий. К управлению риском относятся процессы сокращения рисков до уровня, который общество считает приемлемым, а также процедуры гарантированного контроля, мониторинга и взаимодействия с общественностью. Так как к риску относятся потенциальные возможности «реальных» последствий, он является одновременно и социальной субъективной конструкцией и представлением реальной действительности.

Таким образом, определение риска содержит три элемента: последствия, которые воздействуют на человеческие ценности, возможность возникновения (неопределенность) и формула, объединяющая оба эти элемента. В настоящее время все используемые подходы к риску – различные концептуальные варианты из этих трех элементов. К примеру, в инженерно-физических науках термин «риск» считается вероятностью, умноженной на последствия. В психологии риск скорее рассматривается как функция субъективно воспринимаемых полезностей и вероятностей их проявления.

Все эти определения могут быть перефразированы в виде следующих трех вопросов:

– что является нежелательным последствием, и кто определяет, что означает «нежелательность»?

– каким образом можно выявить, качественно или количественно определить возможности нежелательных последствий?

– как объединить различные классы нежелательных последствий в единую концепцию, которая позволяла бы проводить сравнение и устанавливать приоритеты.

Результаты исследования.

Рассмотрим область деятельности страховых компаний. Там имеется простой, но очень эффективный ответ на поставленные три вопроса. Базисный элемент здесь – ожидаемое значение, то есть усредненная по времени относительная частота события. При этом придерживаются той точки зрения, что нежелательные последствия есть физический ущерб, нанесенный людям или экосистемам, который может объективно наблюдаться или измеряться соответствующими научными методами. Приложением такого подхода может быть предсказание числа смертных случаев в автомобильных катастрофах в текущем году. Ожидаемое значение может быть экстраполировано из статистических данных о ранее наблюдавшихся несчастных случаях со смертельным исходом. Подобные перспективные оценки риска применимы при двух условиях. Во-первых, чтобы делать разумные предсказания, должно быть доступно достаточное количество статистических данных. Во-вторых, причинные факторы, из-за которых происходят отрицательные последствия, должны оставаться неизменными на временном интервале, для которого даются предсказания [4]. Результирующая оценка риска сводится к одномерному представлению, усредненному по пространству, времени и контексту.

Ответы становятся более сложными, если благоприятный эффект в результате воздействия причинного фактора не проявляется немедленно. Когда мы говорим об экологических рисках, то зачастую очень трудно выявить, а тем более количественно установить связь между воздействием и эффектом. В таких случаях при оценках риска должны быть установлены, исследованы и промоделированы причинные связи.

Другая сложность возникла тогда, когда человечество встало перед лицом технологических рисков, связанных с возможностью технических сбоев или человеческих погрешностей в обращении с техникой. Вероятностные методы моделирования отказов и их последствий используются для предсказания вероятности сбоя в системах безопасности сложных технологических комплексов, при этом могут отсутствовать достаточные данные для технической системы в целом. При анализе деревьев отказов или событий оцениваются вероятности отказа для каждого компонента системы, которые затем привязываются к структуре системы. Далее все вероятности такого логического дерева синтезируются, и, таким образом, моделируется интенсивность отказов всей системы. Вероятностная оценка риска дает тот же результат, что и актуарный анализ, на котором основано страхование, а именно среднюю оценку того, сколько можно ожидать в единицу времени

нежелательных событий, происходящих в результате деятельности человека или технологического сбоя [1, 4].

Другие проблемы возникают, когда исследуется сбой технологической системы в результате социального воздействия, типа террористических актов, саботажа, общественного беспорядка или нарушения техники безопасности (например, воздушные пилоты, употребляющие алкоголь на рабочем месте, или операторы атомной электростанции, находящиеся в состоянии наркотического опьянения во время дежурства). Относительно взаимодействия между социальной и технологической системами точных данных, основанных на статистических трендах, обычно не существует. В большинстве случаев полагаются на экспертные суждения для таких событий или последние вообще исключаются из анализа [5]. Использование экспертных оценок все же является более правильным по сравнению с чисто интуитивным подходом, но их прогнозная мощь вызывает большие сомнения.

Обсуждение результатов.

Описанные три подхода к риску (актуарный, экологический и технологический) имеют много общего, и могут быть сведены в группу технических (технократических) направлений исследования риска [4]. В соответствии с ними определяется потенциальный физический вред по отношению к людям, культурным ценностям или экосистемам, события усредняются по времени и пространству, и используются относительные частоты (наблюдаемые или полученные при моделировании) как средние оценки вероятностей. Нормативное значение таких исследований очевидно: так как физический вред воспринимается как нежелательный эффект (по крайней мере, для большинства людей и общества в целом), технический анализ риска может использоваться для выявления, устранения или изменения причин, которые приводят к этим нежелательным эффектам. Он может также использоваться, чтобы смягчить последствия, в случае если причины еще неизвестны, отдалены от места человеческого вмешательства или слишком сложны для того, чтобы непосредственно на них влиять. Общественно значимые функции такого инструмента анализа, следовательно, ориентированы на выявление риска и его уменьшение посредством смягчения последствий, установления стандартов и повышения надежности технологических систем, усовершенствования их безопасности. Кроме того, полученные при техническом исследовании риска данные являются основополагающими в последующем экономическом анализе «риск – выгода» [3, 4].

Технический подход к анализу риска вызвал много критики со стороны общественных наук. Во-первых, то, что люди воспринимают как нежелательный эффект, зависит от их системы ценностей и предпочтений. Во-вторых, взаимоотношения между человеческой деятельностью и ее последствиями очень сложны и во многом уникальны, и средние оценки вероятности, используемые в технических исследованиях риска, не могут все это отразить. В-третьих, институциональная структура управления и контролирования рисков подвержена организационным сбоям и недостаткам, которые могут увеличить реальный риск. Влияние организационных несовершенств на риски обычно исключается из рас-

смотрения при технических исследованиях риска. В четвертых, анализ риска как научную деятельность нельзя рассматривать в отрыве от системы общественных ценностей. Она отражается в том, как риски характеризуются, измеряются и интерпретируются. В пятых, численная комбинация величины ущерба и его вероятности предполагает одинаковые веса для обеих компонент. Подразумевается, что между событиями с тяжелыми последствиями и низкой вероятностью и событиями с малыми последствиями и высокой вероятностью с одинаковыми ожидаемыми значениями нет никакой разницы. Однако люди высказывают различные предпочтения по этому вопросу: большинство людей отдает предпочтение риску, в результате частой реализации которого погибает небольшое число людей, в сравнении с риском редкого события, в результате реализации которого погибнет сразу много людей. Помимо этого, технический анализ риска оперирует только с результатами, агрегированными по большим группам населения и за продолжительные промежутки времени [4]. Отдельные индивидуумы, однако, могут иметь дело с различными уровнями риска, степень которых зависит от дисперсии вероятностного распределения. Человек, который подвергся риску большему, чем среднестатистический человек, может предъявлять законные возражения против политики управления риском, основанной на результатах агрегированных расчетов. Величина каждого специфического риска, которому подвергается человек, зависит также и от стиля жизни и от личного опыта – двух факторов, обычно неизвестных исследователям риска.

Насколько правомерна критика со стороны социальных наук? По моему мнению, все описанные критические замечания уместны, и указывают на существование проблемы, суть которой в том, что технический анализ риска представляет собой подход, зажатый в узкие рамки, и не может быть единственным способом для определения, оценки и управления риском. Технический анализ риска опирается на множество соглашений типа правил выбора для идентификации нежелательных эффектов, определения вероятности и установления равных весовых коэффициентов для вероятности и величины ущерба. Все эти соглашения в анализе риска могут быть обоснованы путем логических рассуждений, но они представляют только часть того, что люди и общество осознают как риск.

Это не означает, что технический анализ риска не нужен или менее соответствует действительности, чем более широкие концепции риска. Они служат одной цели. В конце концов, ведь люди получают повреждения и гибнут в несчастных случаях, стихийных бедствиях или в результате загрязнения. Я согласен с Джимом Шортом, который настаивает на том, что риск не может быть ограничен только восприятием и социальными конструкциями, но что целевые результаты, выраженные показателями заболеваний, смертей и других типов потерь, являются неотъемлемой частью социального исследования риска [4]. Технический анализ риска помогает лицам, принимающим решения, оценить ожидаемый физический ущерб, обеспечивая наилучшее представление относительно фактического ущерба, который логически или из опыта соотносится

с каждым возможным действием. Рак, например, вызывается действием вредного вещества типа бензола, и ущерб является функцией дозы [5]. Кроме того, для наблюдаемых и повторяющихся событий модельные вероятности являются адекватными средствами описания возможности их возникновения в будущем.

В терминах трех основных вопросов, сформулированных выше, можно сказать, что технический анализ основывается на относительных частотах как способ задания вероятностей. Этот подход исключает возможность непредвиденных событий и усредняет данные по масштабу, группам населения и времени. Нежелательные последствия рассматриваются как физический вред для людей и экосистем, таким образом, исключаются социальные и культурные последствия. В ограниченности этого приближения и его слабость, и его сила. Выделение единственной переменной из контекста подверженности множеству факторов риска делает концепцию риска одномерной, но одновременно и универсальной. Сведение нежелательных последствий только к физическому вреду исключает другие последствия, которые люди также могут рассматривать как нежелательные, но физический вред является, возможно, тем единственным последствием, которое (почти) все социальные группы и культуры считают нежелательным.

Наравне с техническим анализом риска не возникает сомнений в необходимости общественно-научных исследований риска. Исключение социального контекста и значения социального фактора из технических исследований риска ведет к абстрактному результату с высокой «межсубъективной» значимостью, достигаемой ценой пренебрежения затратами и другими социальными величинами в процессе операций, совершаемых с показателем риска. Все концепции риска в общественных науках основаны на том общем принципе, что все причины и следствия рисков опосредованы социальными процессами.

Наиболее близкая к техническому подходу экономическая концепция риска. Отличительная ее особенность – преобразование физического вреда или другого нежелательного последствия в то, что экономисты называют «полезностью». Базовая единица полезности задает степень удовлетворенности или неудовлетворенности, связанной с возможным действием или сделкой. При этом физический вред рассматривается в таком контексте безотносительно к техническому пониманию риска. Экономический критерий здесь скорее субъективное удовлетворение потенциальными последствиями, чем предписываемый перечень нежелательных эффектов. Основной показатель измерения полезности в экономике – это сумма денег, которую готовы заплатить за изменение, обеспечивающее более высокую степень полезности по сравнению с сохранением статус-кво. Переход от ожидаемого вреда к ожидаемой полезности служит двум главным целям. Во-первых, субъективное (не)удовлетворение может быть измерено для всех последствий, включая психологические и социальные эффекты, считающиеся нежелательными. Во-вторых, что более важно, использование показателя "персональное удовлетворение" позволяет производить прямое сравнение между рисками и выго-

дами с учетом различных вариантов [3]. На вопрос «какая степень безопасности является достаточной?» невозможно ответить в терминах технических концепций, пока существует порог воздействия между нулевым и некоторым риском или выгода от каждого действия одинакова (в этом случае следует выбирать вариант действий с наименьшим уровнем риска). Использование понятия полезности вместо физического вреда дает тот показатель, который позволяет каждому человеку сравнивать степень соответствия вариантов действий различным профилям выгоды и цели достижения общего удовлетворения. Некоторые экономисты выводят коллективную полезность, рассматривая прошлое поведение (выявленные предпочтения), другие используют исследования или аукционы, чтобы определить баланс между полезностью, потерянной в результате привнесения риска, и полезностью, полученной в результате дополнительных льгот или прямых компенсаций (выраженные предпочтения) [1]. Экономическая концепция риска дает последовательную и связную логическую (базовую) схему для анализа ситуаций, в которых решения принимаются индивидуально, а последствия решений воздействуют только на лиц, принимающих эти решения.

Литература:

1. Канеман Д., Словик П., Тверски А. Принятие решений в неопределенности: правила и предубеждения / Пер. с англ. Харьков: Гуманитарный центр, 2015.
2. Ларионов О.И. Теория и методы принятия решений. – М., Лотос, 2011.
3. Бернштейн Питер Л.. Против богов: укрощение риска / Пер. с англ. – М.: Олимп-Бизнес, 2015.
4. Adams John. Risk. London: UCL Press, 2015.
5. DeGowin E., DeGowin R. Bedside diagnostic examination. – New-York: Macmillan, 2016.

ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Т.А. Краснова, В.И. Макаров

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

В научной литературе не только исследуется теории современного мирового развития, анализируются тенденции глобализации, но и предлагаются разнообразные модели дальнейшего функционирования в контексте глобализации, для чего предлагаются разнообразные характеристики для оценки уровня ее развития. В частности, Т. Хоут, М. Постер для определения масштабов глобализации отраслей предлагают использовать такие характеристики, как: высокий уровень затрат на научные работы; однородность товаров, которые предлагаются в разных странах; большой эффект от масштаба деятельности; низкие транспортные затраты; приоритетность цен и качества [1].

С. Соколенко при разработке методических подходов к оценке масштабов глобализации обосновывает его тем, насколько конкурентоспособность отдельной компании внутри отрасли в данной стране взаимосвязана с уровнем ее конкурентоспособности в других странах. Ученый утверждает, что более высокий уровень глобализации отрасли гарантирует большие конкурентные преимущества компании от используемой технологии, производственного процесса, торговой марки. Поэтому, основными индикаторами уровня глобализации отрасли он

считает: соотношение объемов встречной торговли внутри отрасли с объемами мирового производства; соотношение встречных инвестиций с объемом всего внесенного в отрасль капитала; пропорции прибыли, полученной конкурирующими компаниями отрасли в основных регионах мира; коэффициенты специализации отрасли, рассчитанные на основе соотношения национальных и международных экспортных квот отрасли; прирост концентрации капитала [1].

Большое распространение среди исследователей получил подход, в соответствии с которым торговля, инвестиции, производство – три основных вида деятельности процесса экономической глобализации [2]. Поэтому они считают необходимым систематизировать показатели уровня глобализации в соответствии со сферами ее проявления:

– для оценки глобализации торговой деятельности – коэффициент торговой открытости, который представляет собой долю экспорта продукции в объеме производства отрасли;

– для оценки глобализации инвестиционной деятельности – коэффициент инвестиционной открытости, который являет собой соотношение прямых иностранных инвестиций к объему производства отрасли;

– для оценки глобализации производственной деятельности – индекс транснационализации, определяемый как соотношение объемов продаж за границей к общим объемам продаж.

Проведенный анализ указанных методических подходов к оценке уровня глобализации отрасли дает возможность понять, что, несмотря на многочисленные разработки, единой стройной концепции, одинаково описывающей данное явление, не существует. Обобщая существующие методические подходы, с учетом особенностей отраслевого уровня проявления, для количественной оценки степени экономической глобализации отдельной отрасли, по нашему мнению, целесообразно использовать три группы показателей: торговой деятельности, инвестиционной деятельности, условий доступа к мировому рынку.

Таблица 1

Показатели уровня доступа к глобальным процессам

№	Показатель	Цель
1	Уровень тарифной защиты	Оценка степени легкости продвижения отечественных товаров на мировой рынок
2	Коэффициент выравнивания цен	Сопоставление динамики цен на однородные группы товаров в стране с мировыми тенденциями
3	Уровень гармонизации национальных стандартов с международными	Соответствие отечественной продукции международным параметрам качества, экологичности и безопасности

Группа индикаторов, оценивающая глобализованность торговой деятельности, может в зависимости от специфики отрасли использовать показатели экспортной, импортной или торговой квоты; структуры экспорта и импорта; коэффициент специализации; сравнительное соотношение доли отрасли страны в мировом производстве и ее доли в мировых торговлях. Анализ данных показателей позволит получить информацию о степени ориентации отрасли на внешние рынки, интенсификации ее международных связей, роли отрасли в международной отраслевой специализации, уровне конкурентоспособности международно-специализированной продукции, характере прогрессивно-

сти ее участия в глобальной среде. Группа индикаторов глобализованности инвестиционной деятельности оценивает открытость данной отрасли к притоку иностранных инвестиций, ее вовлечение в движение финансовых потоков, масштабы финансирования развития предприятий отрасли за рубежом, влияние иностранного капитала на прирост объемов производства и может использовать такие показатели, как коэффициент финансовой открытости, коэффициент инвестиционной открытости. Кроме развития устойчивых торговых и финансовых связей, повышение масштабов глобализации отрасли должно сопровождаться обеспечением равных условий доступа к внешним рынкам для всех участников. Это формирует необходимость использования при оценке степени глобализации отрасли

группу индикаторов количественно оценивающих уровень условий доступа к глобальным процессам (табл. 1).

Таким образом, систематизация параметров, определяющих уровень глобализации, позволит сделать её оценку более объективной.

Литература:

1. Шадура-Никипорец Н.Т. Методические аспекты оценки глобализации: отраслевой уровень // Российское предпринимательство. – 2013. – № 7 (229). – С. 78-83.
2. Руднева Л.Н., Курушина Е.В., Симарова И.С. Устойчивое развитие Тюменской области в условиях глобализации экономики // Проблемы устойчивого развития российских регионов: мат. Всеросс. НПК. – Тюмень, 2014. – С. 135-140.

ИНТУИТИВНО ПРИЕМАЕМОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОНТИНУУМА. КОНСТРУКТИВИЗАЦИЯ

Г.К. Титков

Московский ГУСИ, г. Москва, Россия

Настоящая статья является продолжением работы [1].

Приведённое в работе [1] интуитивно приемлемое решение проблемы континуума может быть конструктивизировано.

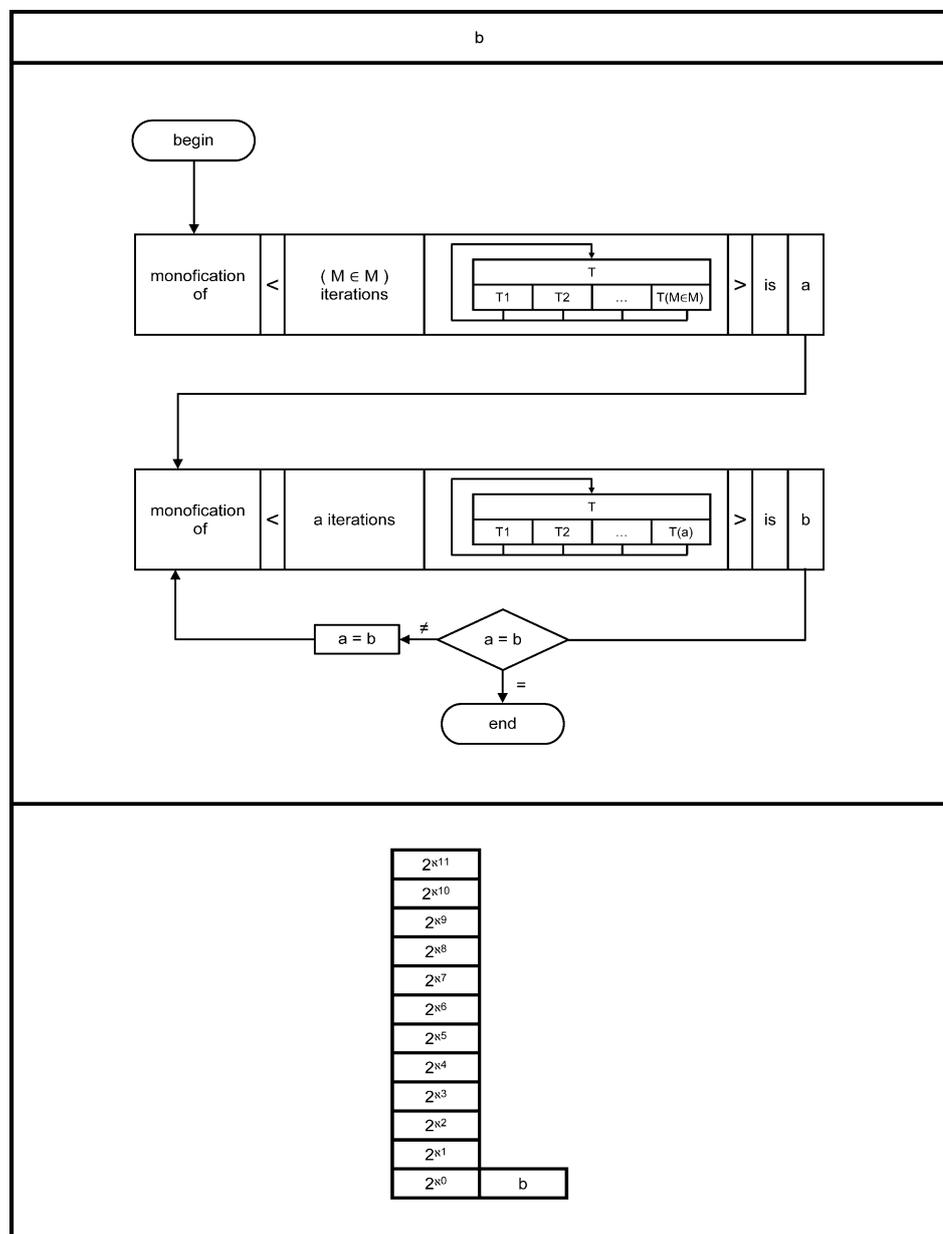
Для проведения конструктивизации необходимо заменить рисунок 1 из работы [1] на рисунок 1 из настоящей статьи.

На рис. 1 Т обозначает время, $M \in M$ есть определение собственного класса [2].

Литература

1. Титков Г.К. Интуитивно приемлемое решение проблемы континуума // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Том 2, № 3.
2. Френкель А.А., Бар-Хиллел И. Основания теории множеств. – М.,: Мир, 1966.

Рис. 1.



ПОСТРОЕНИЕ НЕПРОТИВОРЕЧИВОЙ МАТЕМАТИКИ НА ОСНОВЕ ПОНЯТИЯ СИММЕТРИИ МЕЖДУ ПРЕДЕЛЬНО УДАЛЁННЫМИ ОБЪЕКТАМИ. ДАЛЬНЕЙШЕЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ КУБА, РАЗМЕРНОСТЬ КОТОРОГО ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПРИВЕДЁННОЙ ТАБЛИЦЕЙ

Г.К. Титков

Московский ТУСИ, г. Москва, Россия

Настоящая статья является продолжением работы [1].

Эффективность приведённой в работе [1] конструкции может быть повышена за счёт применения куба, размерность которого определяется в соответствии с таблицей 1. Однако при этом соответственно снижается степень конструктивности.

В таблице 1 Т обозначает время, $M \in M$ есть определение собственного класса [2].

Предельно удалёнными объектами считаются противоположные вершины куба.

Литература:

1. Титков Г.К. Построение непротиворечивой математики на основе понятия симметрии между предельно удалёнными объектами. Дальнейшее повышение эффективности без снижения степени конструктивности за счёт применения 7-куба // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Том 12, № 2.
2. Френкель А.А., Бар-Хиллел И. Основания теории множеств. – М.: Мир, 1966.

