

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)
А.В. Меринов (Рязань)
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: note72@yandex.ru

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

Интернет-ресурсы:

<https://ajws.ru/>

www.elibrary.ru

<https://readera.ru/ajws>

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»

Дата выхода: 29.12.2018 г.

Заказ № 262 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+

Содержание

- А.В. Мезенцева* Медицина
Фундаментальные принципы системной организации
мозгового кровообращения (по работам С.П. Ногиной) 4
- И.И. Коробейникова, Н.А.Каратыгин*
Динамика пространственных характеристик $\beta 1$
диапазона ЭЭГ у индивидов с разной успешностью
выполнения когнитивной деятельности 15
- А.И. Воронов, К.В. Пухало, К.А. Савин, С.В. Ярош*
Редукция (обратное развитие) дефектной симптоматики
как результат длительного применения цитокинов
на примере пациентов, страдающих простой формой
шизофрении (доказательная психиатрия)..... 19
- Д.З. Зайнетдинова, Н.М. Федоров, Е.В. Загорчик*
Анализ заболеваемости и смертности от рака пищевода в
Тюменской области в сравнении с Уральским федеральным
округом и Российской Федерацией за период 2008-2017 гг.... 34
- П.К. Яблонский* Природопользование
Инновации в диагностике, лечении, прогнозировании
и профилактике туберкулеза 37
- Г.Х. Али*
Использование гидродинамической модели
для моделирования эффективности гранулированных
гелей для закупоривания трещин 48
- А.Н. Зюзько, М.И. Забоева*
ГРП как методы повышения интенсификации добычи
углеводородов 51
- К.К. Валеев*
Особенности разработки Медвежьего месторождения 52
- Н.Н. Джаббаров*
Анализ эффективности ОПЗ на добывающем фонде
на одном из месторождений Западной Сибири 55
- А.С. Иванов*
Методы повышения эффективности разработки
месторождений Западной Сибири 57
- А.Н. Зюзько, М.И. Забоева*
МСГРП как метод повышения интенсификации
добычи углеводородов 59
- С.В. Русаков*
Способы установления интерференции скважин 60
- Н.Н. Джаббаров*
Оценка эффективности ОПЗ на основе проведения
трассерных исследований на одном из месторождений
Западной Сибири 62
- И.В. Тумашов, Р.Д. Шаваров, И.В. Вараксина*
Роль литологических факторов в формировании карбонатных
коллекторов непского свода (Восточная Сибирь) 64

<i>Р.Р. Хамидулин</i> Оценка текущего состояния разработки Урненского месторождения.....	69	<i>С.П. Борисенко</i> Применение методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях .	99
<i>Е.В. Матвеев</i> Как изменяется площадь проекции земельного участка, при её наклоне	71	<i>Д.Д. Бузаджи</i> Основные аспекты применения технологий гидравлического разрыва пласта на Муравленковском месторождении	101
<i>Р.Р. Хамидулин</i> Оценка выработки запасов разработки Южно-Усановской залежи Урненского месторождения	73	<i>А.Х. Батталов</i> Анализ эффективности перфорационных работ	103
<i>А.А. Злобин, Е.А. Предтеченская</i> Ассоциация сульфатных и сульфидных минералов как возможный парагенезис в отложениях осадочных бассейнов	75	<i>Р.Д. Блеч</i> Расчет эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах	104
<i>И.А. Прокопенко, М.Н. Прокопенко</i> Разработка нефтяных месторождений, бурение скважин с боковыми и горизонтальными стволами	78	<i>С.П. Борисенко</i> Описание технологий ПНП, применяемых на Кочевском месторождении	106
<i>Ю.В. Кузнецова</i> Особенности вариативного геологического моделирования	81	<i>Д.Д. Бузаджи</i> Основные аспекты применения технологий обработки призабойной зоны пласта на Муравленковском месторождении	107
<i>Г.Х.Али, М.Я.Наджмудин, М.А.Аль Хайти</i> Исследование влияния концентрации солевого раствора на набухание гранулированных гелей	83	<i>Д.С. Буттов</i> Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении	108
<i>С.И. Грачев, А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев</i> Перспективы добычи нефти из отложений Баженовской свиты	84	<i>М.Р. Ганиев</i> Применение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Северо-Варьганском месторождении	109
<i>С.И. Грачев, О.П. Зотова, К.В. Коровин, Д.И. Зубарев, А.А. Севастьянов</i> Вероятностно-статистическая оценка подсчетных параметров для нефтяных месторождений ХМАО-ЮГРЫ	87	<i>Ф.Г. Гирфанов</i> Необходимость применения способов повышения выработки запасов на нефтяном месторождении	111
<i>А.Н. Казанчева, М.Ю. Савастын</i> Повышение нефтеотдачи пластов с применением физико-химических методов в условиях Вачимского месторождения	89	<i>Д.С. Буттов</i> Анализ эффективности зарезки боковых стволов	112
<i>М.С. Лесняк</i> К вопросу применения нестационарного заводнения на Муравленковском месторождении	93	<i>М.Н. Гришина</i> Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи по объектам Восточно- Придорожного месторождения	113
<i>М.А. Абдулов</i> Применение потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении	94	<i>М.Р. Ганиев</i> Результаты проведения зарезок боковых стволов на Приобском месторождении	115
<i>М.А. Абдулов</i> Применения исследуемой технологии – кислотной обработки призабойной зоны пласта	95	<i>С.И. Горнак</i> Исследование влияния ГРП на выработку запасов нефти верхнеюрских залежей Покамасовского месторождения	116
<i>А.Х. Батталов</i> Способы повышения выработки запасов	96	<i>Ф.Г. Гирфанов</i> Анализ эффективности гидродинамических методов на объектах Тевлинско- Русскинского месторождения	118
<i>Р.Д. Блеч</i> Анализ существующих отечественных и иностраных технологий водоизоляционных работ, применяемых на газовых месторождениях Западной Сибири	98	<i>С.И. Горнак</i> Исследование эффективности применение ГРП в скважинах, находившихся бездействия более 1 года	119

<i>М.Н. Гришина</i> Разработка программы применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов	121	<i>И.А. Файзуллин</i> Оценка технологической эффективности от внедрения методов по увеличению нефтеотдачи на Тагринском месторождении	134
<i>Ю.Г. Денисов</i> Основные аспекты применения технологий увеличения нефтеотдачи углеводородов	123	<i>Д.М. Шпенюк</i> Обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на нефтяных месторождениях ХМАО-Югры	136
<i>А.Ю. Кирюшин</i> Особенности применения обработки призабойной зоны пласта	124	<i>С.А. Сорокин</i> Оценка эффективности проведения ГРП по объектам Южно-Ягунского месторождения	137
<i>Ю.Г. Денисов</i> Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении	126	<i>Г.В. Талипова</i> К вопросу эффективности проведения зарезки боковых стволов на скважинах Южно-Ягунского месторождения	139
<i>М.С. Лесняк</i> К вопросу проведения комплекса ГТМ на Муравленковском месторождении ...	127	<i>А.Р. Усманов</i> Тепловые методы воздействия на пласт	141
<i>А.Ю. Кирюшин</i> Анализ эффективности бурения боковых стволов на Муравленковском месторождении	128	<i>И.А. Файзуллин</i> К вопросу проведения обработки призабойной зоны пласта на Тагринском месторождении	143
<i>С.А. Сорокин</i> Классификация методов повышения нефтеотдачи	130	<i>Д.М. Шпенюк</i> Оценка проведения ГТМ на Кальчинском месторождении	145
<i>Г.В. Талипова</i> Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения	131		
<i>А.Р. Усманов</i> Оценка эффективности разработки объекта БС ₄₋₅ Приразломного месторождения	133		



Полный текст «Академического журнала Западной Сибири» теперь можно найти в базах данных компании EBSCO Publishing на платформе EBSCOhost. EBSCO Publishing является ведущим мировым агрегатором научных и популярных изданий, а также электронных и аудио книг. «Academic Journal of West Siberia» has entered into an electronic licensing relationship with EBSCO Publishing, the world's leading aggregator of full text journals, magazines and eBooks. The full text of JOURNAL can be found in the EBSCOhost™ databases. Please find attached logo files for EBSCO Publishing and EBSCOhost™, which you are welcome to use in connection with this announcement.

МЕДИЦИНА

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИНЦИПЫ СИСТЕМНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ МОЗГОВОГО КРОВООБРАЩЕНИЯ (ПО РАБОТАМ С.П.НОГИНОЙ)

Л.В. Мезенцева

НИИ нормальной физиологии им. П.К.Анохина, г. Москва

E-mail: l.v.mezentseva@mail.ru

В статье излагается обзор научных публикаций по проблемам физиологии и патологии мозгового кровообращения выдающегося советского физиолога Светланы Павловны Ногиной. Систематизация и анализ в хронологическом порядке основных этапов ее творческого пути позволяет проследить зарождение и развитие концепции, раскрывающей фундаментальные механизмы системной организации церебральной гемодинамики. В ходе исследований Светлана Павловна Ногина постепенно приходит к убеждению, что понимание системных механизмов церебральной гемодинамики возможно лишь на основе изучения особенностей организации кровоснабжения правого и левого полушарий головного мозга. Она исследует степень выраженности сосудистой асимметрии мозга и пытается понять природу этой асимметрии. На основе анализа своих экспериментов, Светлана Павловна приходит к заключению, что симметричные русла, включая их церебральные отделы, представляют собой качественно различные типы кровеносных систем, которые при этом строго скоординированы в своих структурно-динамических характеристиках, образуя устойчивый пространственно-развернутый «контур», поддерживающий сбалансированность кровоснабжения правого и левого полушарий мозга. В ее сознании постепенно формируется концепция, раскрывающая механизмы системной организации церебральной гемодинамики. Светлана Павловна Ногина впервые сформулировала два новых принципа системной организации церебральной гемодинамики: первый принцип – принцип право-левого гемодинамического баланса в системной организации кровоснабжения мозга и второй принцип – принцип латерализации церебральной сосудистой системы. Первый принцип раскрывает суть пространственно-временной организации церебральной сосудистой системы, формирования адаптационных, компенсаторных реакций, а также топологической специфики сосудистых повреждений мозга. Второй принцип выступает как необходимое условие гемодинамического баланса мозга и высокой стабильности мозгового кровообращения. Работы С.П. Ногиной имеют большое значение как для фундаментальной физиологической науки, так и для практической медицины.

Ключевые слова: церебральная гемодинамика, устойчивость, асимметрия пиальной сети, латерализация, принцип гемодинамического баланса

Становление Светланы Павловны Ногиной как ученого проходило в стенах Института нормальной и патологической физиологии АМН СССР, куда она была распределена на работу после окончания кафедры физиологии человека и животных биофака МГУ в 1959 г. Сначала она была зачислена в лабораторию возрастной физиологии (рук. – проф. И.А. Аршавский), а потом, в 1966 г., после перерыва в работе, связанного с рождением дочери, – в лабораторию физиологии кровообращения (рук. – проф. М.Е. Маршак). С этого времени и до последних дней своей жизни Светлана посвящает большую часть своей жизни служению науке, работая в стенах родного Института на Балтийской. Фундаментальный подход к изучаемым процессам, широта и неординарность мышления, аналитический склад ума характеризуют Светлану Павловну Ногину как серьезного ученого-исследователя. Помимо выдающихся творческих способностей и личных психологических качеств, большую роль в становлении Светланы Павловны Ногиной как крупного ученого, играет высокий уровень подготовки специалистов, выходящих из стен Московского Университета имени М.В. Ломоносова, к числу которых принадлежит и Светлана Павловна Ногина. Она принадлежала к той категории людей, которые находят радость жизни в умственной работе и творческом поиске. Ее самоотверженное служение науке было порой даже в ущерб личной жизни и собственному здоровью.

Творческий путь Светланы Павловны Ногиной можно условно разделить на три этапа. Первый этап – становление ученого. Он охватывает период с 1966 по 1976 год. Второй этап – зрелость. Он охватывает период с 1977 по 1988 год. И, наконец, третий этап, мудрость, – с 1989 по 2007 год.

Первый этап творческого пути С.П. Ногиной – становление ученого (1966 – 1976).

Первый этап творческого пути Светланы Павловны, этап ее становления как зрелого ученого, включает в себя период, когда она была еще молодым ученым, только что пришедшим со студенческой скамьи, и заканчивается 1976 годом, когда она успешно защитила кандидатскую диссертацию. В эти годы Светлана занимается разными проблемами физиологии и патологии кровообращения. В 1967 году выходит в свет ее первая научная публикация, посвященная исследованию влияния сердечных симпатических нервов на тонус коронарных сосудов и кровообращение сердца. В этой работе показано, что симпатические нервы оказывают на сосуды сердца суживающее влияние. Однако, несмотря на то, что сосудосуживающие импульсы проходят по симпатическим нервным путям, кровоснабжение сердца при возбуждении симпатической нервной системы не уменьшается, а даже увеличивается. Это происходит благодаря тому, что нервные констрикторные влияния быстро перекрываются вследствие

увеличения притока крови в коронарные сосуды благодаря повышению системного артериального давления. В увеличении коронарного кровотока имеют также значение местные вазодилататорные влияния, связанные с усилением обмена миокарда и образованием при этом различных продуктов метаболизма, способствующих расширению коронарных сосудов. Эта работа была опубликована в трудах Института нормальной и патологической физиологии АМН СССР совместно с Г.Н. Ароновой [1]. В 1970 году в Ленинграде состоялся Всесоюзный съезд физиологического общества имени И.П. Павлова, активное участие в котором приняла и Светлана Павловна Ногина. Сотрудниками лаборатории М.Е. Маршака, в числе которых была и Светлана Павловна, были представлены результаты экспериментальных исследований, раскрывающие закономерности регуляции регионарного и зонального кровообращения [2]. Ими было показано, что при разных воздействиях на фоне одинакового изменения уровня артериального давления имеют место разнонаправленные изменения регионарного кровообращения и неоднозначные сдвиги электрической активности в разных симпатических нервах. Результаты этих экспериментальных исследований также показали, что особенностью регуляции мозгового кровообращения является неодинаковое его изменение в разных зонах головного мозга. Однако кровоснабжение всего мозга отличается большим постоянством, несмотря на значительные колебания системного артериального давления. Сильные и неожиданные раздражения вызывали у ряда животных сужение коронарных и мозговых сосудов, причем сужение последних происходило лишь в соответствующих зонах коры головного мозга. Эти исследования позволяют рассматривать вазомоторный центр как гетерогенную структуру, способную к дифференцированному влиянию на тонус регионарных сосудов.

Дальнейшая работа Светланы Павловны была направлена на изучение процессов центральной и регионарной регуляции кровообращения, и их связи с поведенческими характеристиками. Результаты своих экспериментальных исследований она опубликовала в 1971 году в книге «Нейрогуморальные механизмы заболевания и выздоровления». Статья С.П. Ногиной «Влияние раздражения задне-латерального гипоталамуса на кровоснабжение сердца, тонус коронарных сосудов и поведение наркотизированных кошек» [4] посвящена изучению нейрогенных влияний на гемодинамику и поведение животных. Проведенные хронические эксперименты на кошках показали, что по мере увеличения интенсивности раздражения латеральных ядер гипоталамуса вегетативные реакции и поведение животных изменялись. При слабой интенсивности раздражения животные проявляли слабые признаки беспокойства. При этом у 38% животных

имело место увеличение коронарного кровотока, а артериальное давление возрастало у 16% животных. При дальнейшем возрастании интенсивности раздражения к слабым признакам беспокойства добавлялись признаки ориентировочной и пищевой реакции, а при еще более высокой интенсивности раздражения у животных появлялась бурная двигательная активность. Дальнейшее возрастание интенсивности раздражения приводило к падению животных и судорогам. При этом коронарный кровоток увеличивался у 75% животных, а у 96% животных возрастало артериальное давление. Результаты исследований также показали, что реакция уменьшения коронарного кровотока отмечалась при любой интенсивности раздражения и составляла значительную часть реакций. Но при значительном возрастании интенсивности тока, раздражающего латеральные ядра гипоталамуса, наблюдалось увеличение количества реакций повышения коронарного кровотока. При этом оказалось, что подавляющее большинство реакций уменьшения коронарного кровотока происходят на фоне повышения артериального давления, что свидетельствует об активной констрикции коронарных сосудов.

Таким образом, эксперименты, выполненные Светланой Павловной Ногиной, показали, что при стимуляции задне-латерального гипоталамуса у животных возникают отрицательные эмоции, проявляющиеся по-разному в зависимости от интенсивности раздражения. Если при слабой интенсивности раздражения животные проявляли лишь слабые признаки беспокойства, то при сильных раздражениях – падение животных и судороги. С увеличением интенсивности стимуляции задне-латерального гипоталамуса степень констрикции коронарных сосудов усиливается

Эти исследования положили начало новому направлению в физиологии – изучению физиологических механизмов эмоционального стресса. В дальнейшем это направление получило широкое развитие в исследованиях отечественных и зарубежных ученых. Результаты совместных исследований с сотрудниками лаборатории по этой проблеме были доложены С.П. Ногиной на 1-й всесоюзной конференции по микроциркуляции, которая проходила в Москве в 1972 году. В докладе «об извращении рефлекторной сосудистой реакции» [3] авторы показали, что эмоции связаны с возбуждением структур гипоталамуса, влекущим за собой изменения в поведении животных и вегетативных систем. В хронических опытах, проведенных на наркотизированных животных (собаки, кошки) ими было установлено, что раздражения стрессорного характера вызывают извращение реакции коронарных сосудов: на фоне повышенного системного артериального давления стрессорные раздражения сопровождаются сужением коронарных сосудов и уменьшением кровоснабжения сердца. Такое

извращение реакции коронарных сосудов возникало при воздействиях, вызывающих сильно выраженные отрицательные эмоции. Поскольку эмоции связаны с возбуждением структур гипоталамуса, влекущим за собой изменения в поведении животных и состоянии вегетативных систем, авторы исследовали влияние раздражения гипоталамуса на кровообращение в сердце и в коре головного мозга. С.П. Ногина обнаружила, что сильные раздражения заднелатеральной части гипоталамуса сопровождаются уменьшением кровоснабжения сердца, неадекватным поведением и зональными изменениями кровообращения в коре головного мозга. Причем оказалось, что зональные изменения кровообращения в коре головного мозга имеют реципрокный характер: в возбужденных зонах коры кровоснабжение увеличивается, а в других зонах — уменьшается. При экстремальных раздражениях, вызывающих резко выраженные отрицательные эмоции, происходит извращение локальных сосудистых реакций: уменьшение зонального кровоснабжения аналогично тому, что имеет место при извращении реакции коронарных сосудов. Результаты проведенных исследований были ею доложены в 1973 году на симпозиуме, посвященном центральной регуляции гемодинамики, в Киеве [5].

В 1973 году в 1 номере журнала «Бюллетень экспериментальной биологии и медицины» выходит статья С.П. Ногиной, в которой она излагает основные экспериментальные результаты, полученные ею по проблеме влияния стрессорных раздражений на кровоснабжение сердца [6]. В статье показано, что при раздражении латеральных ядер гипоталамуса током различной частоты и амплитуды преобладают реакции увеличения кровоснабжения миокарда. Реакции уменьшения коронарного кровотока, возникающие при любой интенсивности раздражающего тока и в сочетании с различными поведенческими реакциями, усиливаются параллельно с усилением поведенческих реакций. Светлана Павловна также показала, что резкое уменьшение кровоснабжения миокарда при судорогах или бурных поведенческих реакциях всегда обусловлено увеличением сопротивления коронарных сосудов. После выхода в свет этой статьи Светлана Павловна полностью погружается в работу над диссертацией, она систематизирует, применяя известные и оригинальные, впервые ею предложенные методы математической обработки и анализа экспериментальных данных. Результаты экспериментальных исследований, выполненных Светланой Павловной Ногиной за все время работы в Институте нормальной и патологической физиологии АМН СССР, легли в основу ее диссертационной работы «Влияние раздражения латеральных ядер гипоталамуса на коронарный кровоток ненаркотизированных животных» [7].

К тому времени в Институте происходят большие перемены. В 1974 году происходит разделение

Института Нормальной и патологической физиологии на два разных института: Институт нормальной физиологии и Институт общей патологии и патологической физиологии АМН СССР. Светлана Павловна остается работать в Институте общей патологии и патологической физиологии и продолжает работать над диссертацией. В процессе работы над диссертацией Светлана Павловна сталкивается с проблемой систематизации результатов и нахождения наиболее адекватного метода математического анализа полученных экспериментальных данных. И здесь также полностью проявляется ее талант ученого-исследователя и ее аналитический склад мышления. Светлана Павловна, биолог по образованию, разрабатывает новый математический метод анализа экспериментальных данных. Предложенная ею модификация статистического метода таблиц сопряженности признаков для анализа динамики корреляционных отношений исследуемых параметров является доступным в хроническом эксперименте способом исследования механизмов регуляции коронарного кровотока. Предложенный С.П. Ногиной метод позволил исследовать непосредственные гемодинамические влияния величин артериального давления и частоты сердечных сокращений на кровоток. С помощью этого метода С.П. Ногиной удалось выявить изменения сопротивления коронарных сосудов, влияния на него сердечной компоненты и дифференцировать непосредственные нейrogenные влияния на тонус сосудов. Метод С.П. Ногиной учитывает всю совокупность разнообразных сопряженных изменений коронарного кровотока с основными показателями гемодинамики и позволяет объективно выявить функциональную взаимосвязь этих изменений.

В своей диссертационной работе Светлана Павловна показала, что электрическая стимуляция латеральных ядер гипоталамуса ненаркотизированных животных сопровождается изменениями коронарного кровотока, причем эти изменения связаны с характером сомато-вегетативных проявлений: при увеличении степени возбуждения животных возрастает величина реакции повышения кровотока, но при отрицательно-эмоциональных проявлениях и патологическом уровне возбуждения возрастает величина реакции снижения кровотока. Причем усиление реакций снижения кровотока происходит при параллельном увеличении артериального давления, что свидетельствует о нарастании сопротивления коронарных сосудов. Одним из факторов, способствующих особенно резкому сужению сосудов, является новизна воздействия.

Важным научным результатом диссертационной работы Светланы Павловны Ногиной является установленный ею факт, что степень участия центральных и местных механизмов регуляции коронарного кровотока в разных функциональных состояниях целостного организма различна. Слабые

нейрогенные коронародвигательные реакции выявляются при низком уровне активации гипоталамуса, связанным с состоянием подготовки к действию или настораживанием (I и II тип реакций). При среднем уровне активации гипоталамуса, характеризующемся положительно-эмоциональными проявлениями (III тип реакций), в регуляции коронарного кровотока доминируют местные факторы – гемодинамический и метаболический. При проявлениях нервного напряжения (IV и V тип реакций) центральные коронароконстрикторные влияния наиболее выражены.

Важным научным результатом диссертационной работы Светланы Павловны Ногиной является установленные ею количественные закономерности изменения гемодинамических показателей при стимуляции латеральных ядер гипоталамуса. С помощью предложенной С.П.Ногиной модификации статистического метода таблиц сопряженности признаков ею было установлено, что действие прямых нейрогенных констрикторных влияний на тонус сосудов сердца опережает генерализованную реакцию того же направления, выражающуюся в повышении артериального давления, и является одной из причин снижения коронарного кровотока в первые секунды воздействия на гипоталамус. Через 15-30 сек изменения коронарного кровотока определяются в основном уровнем артериального давления, а через 60-75 сек отчетливо проявляется расширение коронарных сосудов, связанное с предшествующим увеличением функциональной активности миокарда.

В целом данные, представленные в диссертационной работе Светланы Павловны, свидетельствуют о том, что присутствующие и в норме центральные коронароконстрикторные влияния многократно усиливаются при нервном напряжении, что приводит к извращению реакций коронарных сосудов, неадекватному снижению уровня кровоснабжения сердца и развитию патологических изменений.

В 1976 г. С.П. Ногина успешно защитила диссертационную работу. Это произошло в стенах родного Института. Руководители ее диссертационной работы – член-корреспондент АМН СССР, профессор М.Е. Маршак и доктор биологических наук А.М.Кулик. Ведущая организация – кафедра физиологии человека и животных биологического факультета МГУ.

С этого времени начался второй этап ее творческого пути в науке – этап зрелого ученого, у которого за плечами фундаментальное образование, полученное в стенах Московского университета имени М.В. Ломоносова и большой экспериментальный и методологический опыт научных исследований. У Светланы Павловны вышло в свет большое количество публикаций, защищена диссертация, а стимулом к творчеству является ее увлеченность наукой и искреннее желание понять

фундаментальные механизмы, лежащие в основе регуляции физиологических функций.

Второй этап творческого пути С.П. Ногиной – зрелость (1977–1988).

Второй этап творческого пути Светланы Павловны Ногиной также проходит в стенах родного Института на Балтийской, но направления ее исследований расширяются. После ухода из жизни М.Е. Маршака новым руководителем Светланы Павловны становится доктор медицинских наук А.Н. Советов, зав. лабораторией патофизиологии нейрогуморальных регуляций. Сотрудником этой лаборатории теперь является С.П. Ногина. Теперь в сферу ее научных интересов входит исследование мозгового кровотока, право-левого гемодинамического баланса и восстановления нарушенных функций центральной нервной системы после ее экспериментального повреждения.

С.П. Ногина проводит эксперименты, направленные на изучение динамики местного кровотока в одном из полушарий головного мозга при экспериментальном выключении (охлаждение или экстирпация) определенных корковых зон в другом полушарии. Эксперименты на наркотизированных кошках показали, что охлаждение соматосенсорной зоны одного полушария вызывает отчетливую сосудистую реакцию не только в симметричной области, но также и в других зонах, а именно, в зрительной и теменной зоне противоположного полушария. В этих зонах снижается кровоснабжение с последующим его восстановлением и в дальнейшем значительным усилением. В то же время в зрительной области коры больших полушарий не выявлено существенной разницы в развитии сосудистых реакций. Результаты этих исследований были опубликованы в 1979 г. в статье «Гемодинамический компонент в компенсаторных процессах мозга после одностороннего выключения соматосенсорной коры больших полушарий» [19] (соавт. А.Н. Советов и Н.М. Рыжова). В этой работе авторы показали, что гемодинамические сдвиги в противоположном полушарии не зависят от характера повреждений, а являются неспецифической реакцией на нарушение целостности корковых структур.

Эксперименты, выполненные на бодрствующих кошках, показали, что выключение соматосенсорной зоны одного полушария вызывало отчетливые гемодинамические сдвиги в другом полушарии. Эти изменения охватывали как симметричные, так и несимметричные области интактного полушария. В отличие от того, что наблюдалось в условиях острого эксперимента, у бодрствующих животных развитие описанных сосудистых реакций было несколько иным. Во время охлаждения соматосенсорной зоны первоначальное снижение кровотока в противоположном полушарии было более кратковременным. Кроме того, еще во время воздействия наблюдалось восстановление кровоснабжения в интактном по-

лушарии и затем значительное его усиление. Таким образом, на бодрствующих кошках было показано, что локальное временное выключение (охлаждение) соматосенсорной коры одного полушария вызывает в противоположном полушарии двухфазную сосудистую реакцию: первоначальное снижение кровоснабжения с последующим длительным последствием в виде усиления кровообращения мозга. В соответствии с существующим представлением о тесной корреляции нейрональной активности и мозгового кровотока, авторы предполагают, что двухфазная сосудистая реакция является отражением функциональных сдвигов в корковом субстрате. Первая фаза соответствует снижению функционирования корковых клеток интактного полушария, вторая фаза – значительное усиление кровоснабжения – указывает на активацию нейронального субстрата. Такого рода сосудистые реакции свидетельствуют о повышенной активности корковых структур в интактном полушарии и могут рассматриваться как компенсаторная реакция в ответ на локальные повреждения определенных областей коры.

Дальнейшим развитием этих исследований явилось изучение взаимосвязи между изменениями мозгового кровотока, поведенческими реакциями, электрической активностью коры и вегетативными показателями.

Результаты экспериментов, проведенных С.П. Ногиной совместно с сотрудниками лаборатории А.Н. Советова, показали, что воздействие на соматосенсорную зону одного полушария сопровождается нарушениями условнорефлекторной двигательной пищевой реакции и увеличением ее латентного периода, генерализованной активацией коры, учащением сердечных сокращений и повышением кровотока в противоположном полушарии. Полученные данные показывают, что локальное одностороннее выключение соматосенсорной зоны вызывает ряд характерных сосудистых реакций в противоположном полушарии, направленных на усиление энергетических процессов, обеспечивая тем самым активацию корковых структур. Результаты этих исследований были опубликованы в 1981 году в книге «Актуальные проблемы заболевания и выздоровления» [8].

Проблемами регуляции интегративной деятельности коры головного мозга и активации межполушарных взаимодействий, способствующих компенсации и восстановлению нарушенных функций С.П. Ногина занималась и в последующие годы (1981-1985) и результаты этих работ ее доложены на многочисленных конференциях и опубликованы в материалах этих конференций [9, 10, 20]. Но все эти проблемы имеют тесную взаимосвязь со структурной организацией коры. Известно, что точная корреляция функции и кровотока, проявляющаяся на всех уровнях структурной организации коры, реализуется системой пиальных сосудов. Поэтому

дальнейшие эксперименты Светланы Павловны были направлены на изучение структурно-функциональных соотношений в организации коры и пиальной сети. Первым этапом этих исследований явилось изучение строения и свойств пиальной системы в морфологически и функционально различающихся областях коры, принадлежащих ассоциативным и проекционным системам мозга. Причиной тому является то, что эти свойства в значительной мере определяют динамические и резервные возможности сосудистой системы указанных образований в условиях компенсаторной перестройки деятельности коры при повреждении. Результаты этих исследований были опубликованы в статьях, написанных совместно с А.Н. Советовым, В.С. Шинкаренко и И.М. Михайловой [11-12]. В этих работах представлены новые данные об основных морфометрических параметрах и структурных характеристиках пиальной сосудистой сети в ассоциативной и проекционной зонах коры головного мозга кошки в норме и динамике ее состояния в интактном полушарии при контралатеральном повреждении. Показано, что в условиях одностороннего локального повреждения коры проявляется специфическое участие пиальной системы в формировании сосудистых реакций ассоциативной и проекционной зон интактного полушария.

Особая роль ассоциативной теменной зоны в компенсаторно-восстановительных процессах в коре известна. Она обусловлена полимодальностью нейронов, обширными транскортикальными каллозальными, межполушарными связями. Результаты проведенных Светланой Павловной экспериментов показали, что строение снабжающей теменную зону пиальной сети определяет при меньшем по сравнению с соматосенсорной зоной исходном уровне кровоснабжения продолжительное нарастание общей обменной поверхности.

На основании анализа своих экспериментов, Светлана Павловна приходит к заключению, что «сосудистые механизмы» адекватного кровоснабжения коры на уровне отдельного функционального модуля дополняются и интегрируются механизмами адекватного кровоснабжения целостных структурных образований коры, заложенными в строении более обширных участков пиальной сети. Поскольку последнее подчинено общим закономерностям архитектоники сосудистого русла, а также связано с важнейшей особенностью кровообращения мозга – развитием коллатерального кровоснабжения, особый интерес приобретают пространственные соотношения в локализации уникальных зон коры и хода пиального русла.

Светлана Павловна обращает внимание на тот факт, что зоны смежного кровоснабжения между бассейнами основных мозговых артерий совпадают с проекционными областями коры. Оформленная у хищных как единое, структурно отдифференциро-

ванное образование, ассоциативная теменная зона расположена в дистальном отделе ветвления передней мозговой артерии.

Результаты исследований, проведенных С.П. Ногиной, выявляют тесную связь в организации коры и пиальной системы и обнаруживают их функциональное единство в условиях одностороннего повреждения корковых зон, способствующее компенсации и восстановлению нарушенных функций.

Фундаментальный подход к изучению механизмов регуляции мозгового кровообращения, характеризует каждую публикацию С.П. Ногиной. Светлана Павловна постепенно все глубже и глубже проникает в суть изучаемых физиологических закономерностей и явлений, в ее сознании постепенно формируется концепция, раскрывающая механизмы системной организации церебральной гемодинамики. Но для доказательства новых научных принципов, гипотез и идей нужны новые многочисленные эксперименты. Для организации и проведения новых экспериментов нужна большая методическая и организационная работа. Нужно решать много практических технических задач. И Светлана Павловна успешно справляется с этими задачами. Она твердо убеждена, что понимание системных механизмов церебральной гемодинамики возможно лишь на основе изучения особенностей организации кровоснабжения правого и левого полушарий головного мозга. С целью изучения этих особенностей Светлана Павловна организует совместные экспериментальные исследования с биоинженерной лабораторией и налаживает регистрацию величины объемной скорости кровотока в двух общих сонных артериях кошки ультразвуковым методом с помощью специально разработанных сотрудником биоинженерной лаборатории Д.Д. Мациевским датчиков.

Светлана Павловна планирует исследовать степень выраженности сосудистой асимметрии мозга и выявить природу этой асимметрии. С этой целью она совместно с Д.Д. Мациевским и Н.В. Саноцкой проводит эксперименты, позволяющие сопоставить гемодинамические характеристики симметричных бассейнов – правой и левой общих сонных артерий, значительную часть которых составляют регионы коры больших полушарий. Светлана Павловна использует прием анализа гемодинамики на «входе», в приносящих артериях, измеряя показатели пульсирующего потока в интактных сосудах. Условие полной интактности сосудов бассейна имеет важное значение, так как при этом сохраняются биомеханические свойства потоков, поступающих в виллизев круг. Синхронная регистрация обуславливает максимальную сопоставимость показателей кровотока в двух артериях.

Результаты экспериментов по измерению синхронных изменений кровотока в двух общих сонных артериях кошки в условиях системной прессорной реакции опубликованы в 1988 году в журна-

ле Бюллетень экспериментальной биологии и медицины в соавторстве с Д.Д. Мациевским и Н.В. Саноцкой [13]. В этой работе моделью «возмущений» гемодинамики была выбрана прессорная реакция на введение катехоламинов (адреналина или норадреналина). Проведенные исследования выявили количественные различия в реакциях кровотока в двух общих сонных артериях. Показано, что в реакциях на адреналин проявляются более высокие вазомоторные возможности правого бассейна. Зависимость между степенью исходной дилатации и последующей констрикцией также наиболее сильно выражена в правом бассейне. В равных условиях левый бассейн отличался неопределенным характером вазомоторных реакций на введение адреналина при исходно повышенном сопротивлении, а при сниженном сопротивлении констрикторное действие адреналина было значительно слабее, чем в правом. В целом диапазон вазомоторных возможностей периферических отделов русла левой артерии оказывался втрое меньше такового правой артерии.

Полученные С.П. Ногиной результаты имеют принципиальное значение для понимания механизмов регуляции церебральной гемодинамики. Результаты свидетельствуют о функциональной неоднозначности бассейнов правой и левой общих сонных артерий. Диапазон изменений объемной скорости кровотока в правой артерии оказывается меньше, чем диастолического кровотока в той же артерии, что свидетельствует о возможной реципрокности проксимального и дистального отделов русла. Напротив, в левой сонной артерии диапазон изменений объемной скорости кровотока выше, чем диастолического кровотока, что указывает на единство регуляции всего русла. Вместе с тем выяснилось, что выраженные «возмущения» системной гемодинамики в значительной мере нивелируют исходные функциональные различия. Таким образом, Светлана Павловна показала, что параметры пульсирующего потока, объемной скорости кровотока и их реакции на введение катехоламинов различаются в правой и левой общих сонных артериях кошки, что отражает неоднозначность функциональных свойств артерий или их бассейнов, которые включают сосудистые регионы ипсилатеральных полушарий.

Дальнейшие исследования С.П. Ногиной направлены на изучение количественных характеристик кровотока в правой и левой общих сонных артериях и их корреляционных взаимоотношениях с основными параметрами системной гемодинамики – артериального давления и частоты сердечных сокращений. Результаты экспериментов Светлана Павловна анализирует с помощью точных математических методов – множественного корреляционного анализа, регрессионного анализа и методов аппроксимации экспериментальных кривых полиномом третьей степени. Она получает закономер-

сти, описывающих зависимости объемной скорости кровотока в правой и левой общих сонных артериях от артериального давления и частоты сердечных сокращений отдельно для состояний, возникающих после введения адреналина и норадреналина. Результаты этих исследований опубликованы в статье «Особенности гемодинамического режима в правой и левой общих сонных артериях кошки» [14] в соавторстве с Д.Д. Мацеевским и Н.В. Саноцкой. В этой работе показано, что в регуляции церебральной гемодинамики дифференцируются два типа барогенных реакций. Первый тип – реакции на статический компонент внутрисосудистого давления, реализующиеся мелкими артериолами. Второй тип – реакции на динамический компонент – пульсацию давления, которые представлены в крупных артериях и в более «извитых» сетях. Результаты количественного анализа взаимоотношений объемной скорости кровотока с артериальным давлением и частотой сердечных сокращений позволяют связать регуляцию кровотока в правой артерии с первым из этих механизмов, а в левой артерии – со вторым.

Полученные Светланой Павловной результаты имеют важное теоретическое и прикладное значение. Несомненно, они расширяют существующие представления о системном взаимодействии в мозге. С доминирующим регуляторным влиянием мелких артериол в правом бассейне согласуются и такие проявления, как зависимость реакций на введение катехоламинов от исходного состояния диастолического кровотока и большая спонтанная вариабельность объемной скорости кровотока, которая основывается как на автоматии миоцитов артериол, так и на сравнительно малом участии в поддержании постоянства кровоснабжения бассейна его «входного» отдела, самой артерии. Относительно большая роль диастолического кровотока в формировании гемодинамического режима в правой артерии также становится понятной с этих позиций и подтверждает высказанное ранее предположение о связи диастолического кровотока с периферическим сопротивлением бассейна. Известно, что миогенная ауторегуляция проявляется сильнее в правой, чем в левой теменной области кошки. Если в регуляции кровоснабжения левого бассейна равно участвуют сама артерия и периферический отдел русла, что совпадает с более синергичным поведением систолического и диастолического кровотока, то и строение микрососудистого отдела должно отличаться от такового в правом бассейне. Но ранее Светлана Павловна Ногина уже экспериментально доказала путем прижизненного морфометрического анализа, что относительная протяженность пиллярной сети в левой теменной зоне кошки выше, чем в правой. Это дает основание предполагать, что специфика гемодинамического режима в общих сонных артериях отражает особенности кровоснабжения полушарий. Таким образом, в исследованиях

Светланы Павловны Ногиной впервые продемонстрировано разное отношение бассейнов сонных артерий к изменению артериального давления и частоты сердечных сокращений. Это раскрывает физиологические механизмы дополнительного обеспечения адекватного кровоснабжения полушарий при многообразных поведенческих и двигательных реакциях, сопровождающихся широким спектром «паттернов» изменений системной гемодинамики. Кроме того, становится более понятным механизм поддержания подвижного режима кровоснабжения правого полушария, связанного с оценкой пространства и эмоциональными проявлениями.

Огромный экспериментальный материал, накопленный и проанализированный Светланой Павловной за годы ее работы в Институте как зрелого ученого, послужил для нее основой для дальнейшего теоретического анализа, направленного на формулировку и обоснование своей теоретической концепции, обобщающей полученные ею экспериментальные данные. Наступает следующий этап научного творчества Светланы Павловны Ногиной – мудрость.

Третий этап творческого пути С.П. Ногиной – мудрость (1989–2007).

Этот этап характеризуется сокращением числа экспериментальных публикаций Светланы Павловны, которое объясняется новым направлением ее творческого поиска. Если ее предыдущие работы шли по пути накопления новых экспериментальных фактов и поиска закономерностей, характеризующих взаимосвязь между исследуемыми параметрами, то теперь ее мысль работает в направлении обобщения этих закономерностей и формирования теоретических основ пространственно-временной организации кровоснабжения правого и левого полушарий мозга.

На основе анализа своих экспериментов, Светлана приходит к заключению, что симметричные русла, включая их церебральные отделы, представляют собой качественно различные типы кровеносных систем. Ею выявлена более высокая растяжимость левой артерии, которая обуславливает выраженный емкостный компонент в целостной организации системы и упругость правой артерии, что определяет выраженный миогенный тонус снабжаемого региона коры и общую резистивность системы. Таким образом, С.П. Ногина экспериментально доказала существование различий динамических реакций правой и левой систем. Ею было показано, что после непродолжительной окклюзии артерии неизменным оказывается опережающий, высокий по амплитуде, но кратковременный подъем кровотока справа с последующим его снижением. В то же время, в левой артерии наблюдается замедленная монотонная реакция увеличения кровотока.

В 1998 г. С.П. Ногина выступает с докладом на XVII съезде физиологического общества им. И.П. Павлова в Ростове-на-Дону [15], в 1999 г. на II меж-

дународной конференции по Микроциркуляции и гемореологии [16] и в этом же году на II Всероссийской конференции по гипоксии [17] с докладом «Право-левый гемодинамический баланс и кровоснабжение мозга». В этих докладах Светлана Павловна впервые изложила свою концепцию о системной организации кровоснабжения правого и левого полушарий мозга. Она доложила о специфике системной организации кровеносных русел правой и левой общих сонных артерий, включая их периферические церебральные отделы. Светлана Павловна показала, что симметричные русла представляют собой два качественно различных типа кровеносных систем, которые при этом строго скоординированы в своих структурно-динамических характеристиках, образуя устойчивый пространственно-развернутый «контур», поддерживающий сбалансированность кровоснабжения правого и левого полушарий мозга. Светлана Павловна убеждена, что связывающий системы конструктивный принцип состоит в дифференцированной пассивной и активной зависимости пропускной способности русел от параметров общей гемодинамики (артериального давления и частоты сердечных сокращений). Светлана Павловна показала, что в правой системе, гемодинамически более активной и устойчивой, чем левая, выявляется преимущественное участие механизмов миогенной саморегуляции сосудов. В то же время, в левой системе, имеющей выраженные «емкостные» свойства, выявляются более медленные, монотонные и слабые реакции. Следовательно, в левой системе преобладает активность эндотелий-зависимых факторов релаксации.

Светлана Павловна Ногина сформулировала новый принцип - принцип право-левого гемодинамического баланса в системной организации кровоснабжения мозга. Этот принцип раскрывает суть пространственно-временной организации церебральной сосудистой системы, формирования адаптационных, компенсаторных реакций, а также топологической специфики сосудистых поврежденных мозгов.

В 2001 г. Светлана Павловна выступает на VIII съезде физиологического общества им. И.П. Павлова в Казани с докладом «Принцип гемодинамического баланса в системной организации кровоснабжения правого и левого полушарий головного мозга» [18]. В своём выступлении Светлана Павловна приводит экспериментальное обоснование сформулированного ею принципа гемодинамического баланса в системной организации кровоснабжения правого и левого полушарий головного мозга.

На основании своих исследований, выполненных в острых опытах на кошках и крысах, Светлана Павловна показала, что симметричные русла правой и левой сонных артерий, включая их церебральные отделы, представляют собой два качественно различных типа кровеносных систем, стро-

го скоординированных в своих структурно-динамических и вазомоторных характеристиках. Это определяет сбалансированность и общую устойчивость двустороннего сосудистого паттерна при функционировании в мобильном пульсирующем режиме. Выявлена более высокая растяжимость левой общей сонной артерии и упругость правой, что формирует соответственно более выраженные «ёмкостные» или «резистивные» свойства систем с преобладающим участием «сердечного» - систолического или «сосудистого» - диастолического компонентов. Светлана Павловна показала, что в поведении диастолического потока справа выражена его экспоненциальная зависимость от исходного уровня, тогда как слева та же зависимость имеет вид затухающих колебаний. Светлана Павловна также показала, что как на уровне целостных систем, так и в сосудах поверхности мозга слева отмечаются более медленные, монотонные и слабые реакции к гемодинамическим воздействиям по сравнению с правой системой и преобладает активность эндотелий-зависимых факторов релаксации. В гомотопичных корковых зонах полушарий мозга обнаруживается «зеркальность» основных параметров пинальной сосудистой сети - удельной протяженности русла (выше слева) и среднего диаметра сосудов (выше справа).

Светлана Павловна показала, что по направленности эти различия совпадают с морфометрическими отличиями дистального от проксимального отделов кровеносного русла, где более выражены миогенные ауторегуляторные свойства сосудов. Это подтверждает системообразующую роль движущегося от сердца потока.

Обнаруженные Светланой Павловной Ногойной различия динамических реакций правой и левой систем определяют общую устойчивость - сбалансированность двустороннего гемодинамического паттерна и кровоснабжения двух полушарий в особенности. Таким образом, Светлана Павловна Ногина продемонстрировала наличие структурно - функциональной и пространственно - временной гетерогенности церебрально - сосудистого паттерна. Это дает основание считать, что гемодинамический фактор, складывающийся из самоорганизации и саморегуляции системы, участвует в функциональной дифференциации мозга.

Сформулированный Светланой Павловной Ногойной принцип право-левого гемодинамического баланса является универсальным базисным принципом устойчивости двустороннего сосудистого паттерна и кровообращения мозга, который поддерживается всей иерархией вегетативной и центральной регуляции сосудов.

В клинической практике общеизвестно, что локализация сосудистых повреждений в определенных регионах коры, правом или левом полушарии в значительной степени обуславливает их характер,

течение и возможности компенсации ишемических повреждений мозга. Принято связывать эти различия с реактивностью снабжаемых структур функционально дифференцированного мозга и факторами местной регуляции микрососудистого русла, не затрагивая при этом вопроса о пространственной организации самой гемодинамической системы. Светлана Павловна Ногина показала, что в условиях компенсаторной активации проекционной и ассоциативной областей, различие динамики их кровоснабжения не определяется только функциональной спецификой этих корковых образований, но связана с разной структурой пиального русла в его проксимальном и дистальном отделах, с которыми топологически связаны соответственные проекционная и ассоциативная зона коры. Светлана Павловна Ногина также показала, что функционирование дифференцированной коры зависимо от собственно гемодинамического фактора и дифференциации кровеносного русла. Ею было выявлено два разных типа вазомоторных изменений в микрососудистом русле: 1) более активный и быстрее восстанавливающийся (в проксимальном отделе русла, проекционной зоне), где основной реагирующей структурой являются микроартериолы порядка 15-20 мкм. 2) более инертный, где преимущественно изменяется количество мельчайших (до 15 мкм) функционирующих сосудов в дистальном отделе русла и ассоциативной области. Этот факт указывает на разницу доминирующих механизмов регуляции русла (миогенных или метаболических).

В работах Светланы Павловны Ногиной, впервые в изучении мозгового кровообращения, было привлечено внимание к другому важнейшему фактору пространственной организации церебральной сосудистой системы – наличию в ее составе отдельных, целостных правых и левых гемодинамических систем, которые до настоящего физиологи и клиницисты фактически не дифференцируют. Различия сосудистых проявлений, как и известный в клинике феномен «асимметрии» церебральной сосудистой патологии они обычно связывают с латерализацией полушарий. В работах Светланы Павловны было проведено исследование функциональной специфики симметричных гемодинамических зон в целом. В биомикроскопической части исследований ею были выявлены различия периферических церебральных отделов систем, близкие к тем, которые были показаны между организацией русла в ассоциативной и проекционной областях одного полушария. Светлана Павловна экспериментально доказала, что левый корковый сосудистый регион оказывался более «ассоциативным» или «дистальным» по сравнению с правым. Она показала, что более динамичной и активной при изменениях центральной гемодинамики является правая система. Светлана Павловна показала, что эти различия связаны с упруго-вязкими свойствами и податливостью магистральных артерий.

По мнению С.П. Ногиной, принципиально важным моментом является то обстоятельство, что функциональные различия в поведении систем реализуются через собственно гемодинамические, внутрисистемные факторы: правая – активно регулируется от величины артериального давления; левая – значительно более реактивна к частоте сердечных сокращений или скорости изменений давления. По ряду структурно-функциональных характеристик системы соотносятся как зеркальные, не будучи при этом тождественными. В целом эти различия систем существенно повышают общую устойчивость мозгового кровообращения к изменяющимся параметрам работы сердца и центральной гемодинамики и оказываются необходимым условием гармонизации поведения встречных потоков в виллизиевом круге. Тем самым обеспечивается относительно независимое, хотя и строго сопряженное, сбалансированное кровоснабжение симметричных регионов мозга, правого и левого полушарий. В этой связи обнаруженный С.П.Ногиной феномен системной латерализации кровоснабжения мозга следует оценить как общий принцип организации сосудистой системы, отвечающий симметрии формы целостного организма. Важным аспектом выявленных С.П. Ногиной закономерностей является строгое видовое соотношение «нормальных» параметров общей гемодинамики, обеспечивающее сбалансированное кровоснабжение правых и левых сосудистых регионов, что позволяет объективно оценивать индивидуальные и патологические отклонения гемодинамического статуса.

Светлана Павловна также показала, что сходная по типу с правой системой сосудистая реакция имеет место в проекционной корковой зоне, а в ассоциативной теменной коре, где сгруппированы дистальные отделы церебрального русла, имеет место замедленная реакция по типу левой системы. В ассоциативной теменной коре происходит резкое снижение внутрисосудистого давления и увеличение роли его частотного, динамического компонента. Оказалось, что в гомотопичных корковых зонах полушарий имеет место зеркальность основных морфометрических параметров пиальной сосудистой сети. Светлана Павловна показала, что удельная протяженность видимого русла выше слева, а средний диаметр сосудов выше справа. Это свидетельствует о формо- и системообразующей роли движущихся от сердца потоков, строгой скоординированности систем.

В своих исследованиях С.П. Ногина демонстрирует принципиально новые методические подходы в изучении фундаментальных закономерностей пространственно-временной организации кровоснабжения мозга. Дело в том, что в современном контексте проблем мозгового кровообращения изучение «собственно» сосудистых проявлений в коре и вопросы адекватного той или иной функции кро-

воснабжения мозга составляют практически не соприкасающиеся сферы. Также не придается значения и тому обстоятельству, что правый и левый мозг снабжаются не смешивающимися в виллизиевом круге потоками ипсилатеральных магистральных артерий – т.е. в составе разных гемодинамических систем – и симметричные сосудистые регионы традиционно не дифференцируют. Светлана Павловна Ногина применяет новый подход – системный анализ общей устойчивости церебральной гемодинамики. Используя этот подход, С.П.Ногина формулирует принципиально новый принцип пространственно-временной организации гемодинамической системы мозга, определяющий ее устойчивость – принцип парности в организации общей и церебральной гемодинамики.

Светлана Павловна показала, что мозговые гемодинамические системы функционируют по «емкостному» или «резистивному» принципу. В реакциях постокклюзионного восстановления кровотока левая система обнаруживает более медленные монотонные и менее выраженные по величине реакции, чем правая. Характерно, что регуляция кровотока в левой мозговой артерии происходит при участии только систолической составляющей потока, а в правой – преимущественно за счет изменения его диастолической компоненты. В сопряженном функционировании и общей устойчивости двухстороннего гемодинамического паттерна важным является участие межсистемных анастомозов виллизиева круга. Поскольку потоки магистральных артерий мозга не смешиваются в виллизиевом круге, вполне очевидно, что общий план церебральной сосудистой системы, выделяемой по органному принципу, составляет представительство попарно латерализованных и широко анастомозирующих между собой, гемодинамических систем отдельных приносящих артерий. В этой связи вопрос о системной организации правых и левых кровеносных русел должен быть одним из отправных пунктов изучения мозгового кровообращения в целом. Анализируя имеющиеся литературные данные, Светлана Павловна приходит к выводу, что этот вопрос не только не рассматривался в литературе, но фактически само присутствие этих систем не учитывается в сложившихся экспериментальных подходах и не находит отражения в теоретических представлениях о структурно-функциональной организации церебральной сосудистой системы. Светлана Павловна считает, что эта ситуация представляется тем более парадоксальной, что как общая топология сердечно-сосудистой системы, так и выраженные у всех видов млекопитающих и человека анатомические различия ветвлений симметричных общих сонных артерий, являются прямым указанием на то, что биомеханические системообразующие факторы существенно разнятся для правого и левого русел. Общепринятая в научной литературе позиция состоит

в том, что сосудистые проявления, наблюдаемые в пределах одной из систем, свободно экстраполируются на мозговое кровообращение в целом. Местные эффекты при местных воздействиях, состояние одного из сосудистых регионов может служить контролем по отношению к другому и т. д. “Сторона” наблюдающихся эффектов часто не обозначается в публикациях и никогда не фигурирует в обычном перечне возможных причин расхождения экспериментальных данных. Светлана Павловна считает, что эта позиция объективно несовместима с системным подходом к кровообращению, поскольку представляет собой формально неправомерное отождествление систем разных русел.

Традиционные физиологические подходы к изучению гемодинамической системы и анализу ее проявления опираются на приоритетность ее вовлеченности в функциональную систему организма. Однако до сих пор в решающей степени выпадает из поля зрения, что в первую очередь мы имеем дело с самоорганизующейся системой, реализующейся в широкоуниверсальном анатомически и эволюционно закреплённом паттерне, где сам процесс движения является фактором формо- и системообразования, направленного к устойчивости конструкции в целом. Характерным проявлением этой ситуации является выпадение из поля зрения системы целостного кровеносного русла, что особенно отчетливо проявляется в существующих подходах к изучению мозгового кровообращения. В исследованиях Светланы Павловны Ногиной впервые была установлена специфика системной организации кровеносных русел правой и левой общих сонных артерий, включая их периферические церебральные отделы. Светлана Павловна Ногина показала, что симметричные русла представляют собой два качественно различных типа кровеносных систем, которые при этом строго скоординированы в своих структурно-динамических характеристиках, образуя устойчивый пространственно-развернутый «контур», поддерживающий сбалансированность кровоснабжения правого и левого полушарий мозга. Связывающий системы конструктивный принцип состоит в дифференцированной пассивной и активной зависимости пропускной способности русел от параметров общей гемодинамики. Сформулированный Светланой Павловной Ногиной принцип право-левого гемодинамического баланса определяет собственно пространственно-временную организацию гемодинамической системы и выявляет ее интегративную роль в отношении снабжаемых органов. Поддержание право-левого гемодинамического баланса является важнейшим жизнеобеспечивающим фактором устойчивости гемодинамической системы и поддерживается всей иерархией вегетативной и центральной регуляции сосудов.

Светлана Павловна показала, что конструктивный принцип устойчивости гемодинамиче-

ской системы прослеживается не только на макро-, но и на микро-уровне – бифуркациях пиальной сосудистой русла. Этот принцип позволяет обозначить параметры конституционной видовой гемодинамической нормы и проявляется в поддержании право-левого гемодинамического баланса.

В 1998 году Светлана Павловна проводит экспериментальные исследования, направленные на уточнение ряда позиций в выявленной ранее функциональной организации церебральной сосудистой системы, где анастомозирующие правая и левая «подсистемы» находятся в связанных комплементарных отношениях, обеспеченных неоднозначностью структурно-динамических и вазомоторных свойств каждой из них. Светлана Павловна приходит к заключению, что если фактором риска для правой системы является резкое увеличение артериального давления, возможность «срыва» ауторегуляции и локальных сосудистых повреждений, то левая система подвержена более тотальной ишемизации, во-первых, при падении артериального давления, за счет «обкрадывания», и, во-вторых, опасности избыточного кровенаполнения за счет «сброса» крови из правой системы, обладающей более мощными механизмами регуляции объема крови на уровне микрососудов. В этой связи оптимальным является регуляция право-левого гемодинамического баланса, который обеспечивается, как было обнаружено ранее, строго определенными видовыми соотношениями частоты сердечных сокращений и величины артериального давления. По мнению Светланы Павловны Ногиной, стратегия его восстановления связана с применением слабых воздействий, обеспечивающих более адекватное состояние особенно уязвимой левой системы.

Впервые сформулированный Светланой Павловной Ногиной принцип латерализации церебральной сосудистой системы, выступает как необходимое условие гемодинамического баланса мозга и высокой стабильности мозгового кровообращения. Проведенное Светланой Павловной Ногиной изучение циркуляторно - обусловленной латерализации как общего феномена кровеносной свидетельствует о значительно меньшей устойчивости левого коркового региона к ограничению кровоснабжения. Вместе с тем Светлана Павловна показала, что возможность локальных повреждений микроциркуляторного русла при выраженных возмущениях центральной гемодинамики больше выражена в правом полушарии. Левосторонние ишемизирующие воздействия в особенности провоцируют судорожные проявления в условиях гипоксической нагрузки. Проведенное Светланой Павловной Ногиной последовательное изучение факторов циркуляторно обусловленной пространственной дифференциации церебральной сосудистой системы как проявлению ее самоорганизации приводит ее к заключению, что кровеносная динамическая

система оказывает определенное организующее влияние на снабжаемый орган, где формируются топологически закрепленные единые циркуляторно-церебральные комплексы на уровне обширных корковых регионов и полушарий. Поэтому последствия повреждения русла далеко не исчерпываются «чисто» нутритивным ограничением, который сравнительно быстро компенсируется.

Светлана Павловна Ногина посвятила всю свою жизнь самоотверженному служению науке. С каждым годом пути в науке Светлана Павловна все ближе и ближе приближалась пониманию фундаментальных физиологических механизмов, лежащих в основе регуляции кровоснабжения мозга. И она эти механизмы поняла. В последние годы своей жизни Светлана мечтала написать большую фундаментальную статью в журнал «Успехи физиологических наук», с изложением теоретических основ и фундаментальных физиологических механизмов пространственно-временной организации и регуляции кровоснабжения мозга. Но не успела ...

Литература:

1. Аронова Г.Н., Ногина С.П. Влияние сердечных симпатических нервов на тонус коронарных сосудов и кровоснабжение сердца. В кн.: Физиология и патология кровообращения. М.: Тр. Ин-та нормальной и патол. физиологии АМН СССР (Т.10), 1967. С. 128-130.
2. Маршак М.Е., Блинова А.М., Аронова Г.Н., Рыжова Н.М., Саночкая Н.В., Сараджев Н.К., Ногина С.П., Бугаев С.А. О закономерностях регуляции регионарного кровообращения. Сб. мат-лов XI съезда Всесоюзного физиологического общества им. И.П. Павлова. Ленинград, 1970. С. 232-234.
3. Маршак М.Е., Саночкая Н.В., Рыжова Н.М., Бугаев С.А., Ногина С.П. Об извращении рефлекторной сосудистой реакции. В кн.: Микроциркуляция. Сб. мат-лов I Всесоюзной конференции по микроциркуляции. Москва, 1972. С. 192-193.
4. Ногина С.П. Влияние раздражения заднее-латерального гипоталамуса на кровоснабжение сердца, тонус коронарных сосудов и поведение ненаркотизированных кошек. В кн.: Нейрогуморальные механизмы заболеваний. М.: Труды Ин-та нормальной и патол. физиологии АМН СССР (Т.14), 1971. С. 198-199.
5. Ногина С.П. Влияние раздражения латеральных ядер гипоталамуса на кровоснабжение сердца. Сб. мат-лов Международного симпозиума «Центральная регуляция гемодинамики». Киев, 1973. С. 152-158.
6. Ногина С.П. Влияние раздражения латеральных ядер гипоталамуса на кровоснабжение сердца, сопротивление коронарных сосудов и поведение ненаркотизированных кошек // Бюлл. эксп. биол. и мед. 1973. Т. 75, № 1. С. 6-8.
7. Ногина С.П. Влияние раздражения латеральных ядер гипоталамуса на коронарный кровоток ненаркотизированных животных: Дисс. канд. биол. наук. Москва, 1976.
8. Ногина С.П., Рыжова Н.М., Советов А.Н., Ткаченко К.Н. Мозговой кровоток в процессе восстановления нарушенных функций центральной нервной системы. В кн.: Актуальные проблемы заболевания и выздоровления. Сб. статей под ред. акад. А.М. Чернуха. М.: Ин-т общ. патологии и патол. физиологии, 1981. С. 129-131.
9. Ногина С.П., Рыжова Н.М. Локальные реакции мозгового кровотока на одностороннее выключение разных зон коры головного мозга. В кн. Повреждение и регуляторные процессы организма. Москва, 1982. 152 с.
10. Ногина С.П., Советов А.Н., Шинкаренко В.С., Федоров О.П. Состояние пиальной сосудистой сети при одностороннем повреждении коры. В кн.: Актуальные вопросы нарушений гемодинамики и регуляции микроциркуляции в клинике и эксперименте. Москва, 1984. 192 с.
11. Ногина С.П., Советов А.Н., Шинкаренко В.С., Михайлова И.М. Прижизненная морфометрическая характеристика пиальной сосудистой сетки при контралатеральном охлаждении коры головного мозга кошки // Бюлл. эксп. биол. и мед. 1986. № 5. С. 551-553.

12. Ногина С.П., Шинкаренко В.С., Советов А.Н., Михайлова И.М. Прижизненная морфометрическая характеристика регионарных реакций сосудистой сети в условиях односторонних воздействий на кору. В кн.: Новые методы и приборы для микроскопии в медицине и биологии. Москва, 1987. С. 118-124.
13. Ногина С.П., Саноцкая Н.В., Машиевский Д.Д. Синхронные изменения кровотока в двух общих сонных артериях кошки в условиях системной прессорной реакции на введение катехоламинов // Бюлл. эксп. биол. и мед. 1988. № 2. С. 134-139.
14. Ногина С.П., Саноцкая Н.В., Машиевский Д.Д. Особенности гемодинамического режима в правой и левой общих сонных артериях кошки // Бюлл. эксп. биол. и мед. 1988. № 4. С. 414-417.
15. Ногина С.П., Советов А.Н. Факторы системной организации церебральной гемодинамики. Сб. мат-лов XVII съезда физиол. общества им. И.П. Павлова. Ростов на Дону, 1998. С. 70-72.
16. Ногина С.П., Советов А.Н. Топологические особенности пинальной сосудистой сети и факторы устойчивости церебральной гемодинамики. Сб. мат. II Междунар. конф. «Микроциркуляция и гемореология». Ростов-на-Дону, 1999. С. 40-41.
17. Ногина С.П. Право-левый гемодинамический баланс и кровоснабжение мозга. Сб. мат-лов II Всероссийской конференции «Гипоксия: механизмы, адаптация, коррекция» Москва, 1999: 54-55.
18. Ногина С.П. Принцип гемодинамического баланса в системной организации кровоснабжения правого и левого полушарий головного мозга. Сб. мат-лов VIII съезда физиол. общества им. И.П. Павлова. Казань, 2001. 399 с.
19. Рыжова Н.М., Ногина С.П., Советов А.Н. Гемодинамический компонент в компенсаторных процессах мозга после одностороннего выключения соматосенсорной коры больших полушарий // Бюлл. эксп. биол. и мед. 1979. № 4. С. 299-301.
20. Советов А.Н., Романова Г.А., Гильман И.М., Ногина С.П., Добрынин В.П., Зверева З.Ф., Грехова Т.В. Восстановительные и компенсаторные процессы в центральной нервной системе после ее экспериментального повреждения. В кн.: Механизмы пластичности мозга. Махачкала, 1982. 117 с.

FUNDAMENTAL PRINCIPLES OF SYSTEM ORGANIZATION OF CEREBRAL CIRCULATION (ACCORDING TO THE WORKS OF S.P. NOGINA)

L.V. Mezentseva

Anokhin Institute of Normal Physiology, Moscow, Russia;
l.v.mezentseva@mail.ru

This article presents a review of scientific publications on the problems of physiology and pathology of cerebral circulation of the outstanding Soviet physiologist Svetlana Pavlovna Nogina. Systematization and analysis in chronological order of the main stages of her research work allows us to trace the origin and development of the concept that reveals the fundamental mechanisms of the system organization of cerebral hemodynamics. In the course of research Svetlana Pavlovna Nogina gradually comes to the conclusion that the understanding of the systemic mechanisms of cerebral hemodynamics is possible only on the basis of studying the features of the organization of blood supply to the right and left hemispheres of the brain. She explores the severity of vascular asymmetry of the brain and tries to understand the nature of this asymmetry. Based on the analysis of her experiments, Svetlana Pavlovna comes to the conclusion that symmetrical channels, including their cerebral sections, represent qualitatively different types of blood systems, which are strictly coordinated in their structural and dynamic characteristics, forming a stable spatially-developed "contour" that supports the balance of blood supply to the right and left hemispheres of the brain. In her mind gradually formed a concept that reveals the mechanisms of the system organization of cerebral hemodynamics. Svetlana Pavlovna Nogina for the first time formulated two new principles of the system organization of cerebral hemodynamics: the first principle - the principle of the right-left hemodynamic balance in the system organization of blood supply to the brain and the second principle -

the principle of lateralization of the cerebral vascular system. The first principle reveals the essence of the space-time organization of the cerebral vascular system, the formation of adaptive, compensatory reactions, as well as the topological specificity of vascular lesions of the brain. The second principle acts as a necessary condition for hemodynamic balance of the brain and high stability of cerebral circulation. S.P. Nogina's works are of great importance for both fundamental physiological science and practical medicine.

Keywords: cerebral hemodynamics, stability, asymmetry of pial network, principle of hemodynamic balance

ДИНАМИКА ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В1 ДИАПАЗОНА ЭЭГ У ИНДИВИДОВ С РАЗНОЙ УСПЕШНОСТЬЮ ВЫПОЛНЕНИЯ КОГНИТИВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

И.И. Коробейникова, Н.А. Каратыгин

НИИ нормальной физиологии им. П.К. Анохина, г. Москва

E-mail: i_korobeinikova@mail.ru

У испытуемых (n=43; мужчины 19-21 года) исследовали пространственные характеристики β_1 активности ЭЭГ и результативность когнитивной деятельности, которая моделировалась при помощи компьютеризованного теста Горбова-Шультце (красно-черные таблицы). У успешных испытуемых, безошибочно выполнявших задание, получение инструкции о выполнении предстоящего задания и непосредственное выполнение теста приводило к увеличению функциональной кооперации гомологичных затылочных, теменно - центральных и фронтальных областей правого и левого полушарий коры головного мозга, относительно исходного состояния. Для испытуемых, допустивших одну и более ошибок, была характерна относительная инертность структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β_1 -диапазона ЭЭГ на этапах интеллектуальной деятельности. Результаты работы дополняют ранее сделанное заключение авторов о том, что достижению высокого результата интеллектуальной деятельности способствует лабильность межцентральных отношений, проявляющаяся в подвижности структуры когерентных взаимосвязей потенциалов основных частотных диапазонов ЭЭГ в соответствии со спецификой деятельности и функциональной значимостью ритмов.

Ключевые слова: когнитивной деятельности, головной мозг, β_1 активность, ЭЭГ

Активность коры головного мозга в диапазонах бета-ритмов связывают с интенсивной сознательной деятельностью, усилением внимания, изменением функционального состояния, узнаванием и опознанием стимула, памятью, выполнением семантических операций и двигательных реакций [8]. Её происхождение рассматривают как активность встроенных в локальные сети пейсмекерных нейронов, когерентность которых возникает в результате прихода к ним общего сигнала [1]. Предполагается, что низкочастотный β_1 ритм контролирует органи-

зацию возбудительных и тормозных корковых информационных процессов [10].

Нашими предыдущими исследованиями установлено, что у испытуемых безошибочно выполнявших тест Красно-черные таблицы Шульте имела место достоверно более высокая исходная межполушарная когерентность $\beta 1$ потенциалов, что свидетельствовало о высокой межполушарной функциональной интеграции и было расценено как прогностический признак успешности выполнения предложенного задания [6].

В настоящем исследовании проведен анализ динамики пространственных характеристик $\beta 1$ потенциалов ЭЭГ на этапах выполнения теста Красно-черные таблицы у испытуемых с разной результативностью его выполнения.

Методика. В исследовании на основе добровольного письменного информационного согласия принимали участие 41 человек, юноши 19-21 года, правши с нормальной остротой зрения. Целенаправленная деятельность моделировалась при помощи компьютеризованного теста Горбова-Шульте (красно-черные таблицы). Во время обследования испытуемый находился в удобном кресле перед экраном монитора (17 дюймов). На мониторе отображалась квадратная таблица, состоящая из 24 красных и 25 черных квадратных ячеек с собственными номерами. Паттерны расположения квадратов для каждой серии были изначально заданы методом случайной генерации. Для всех испытуемых использовался одинаковый набор паттернов. На основе предварительной инструкции испытуемый должен был выбрать (указать курсором мышки) черные квадраты в порядке возрастания номеров от (1 до 25), и красные квадраты в порядке убывания номеров (от 24 до 1).

По результатам выполнения компьютерной задачи для каждого испытуемого вычисляли следующие показатели:

- время между последовательными кликами по квадратам, величина которого усреднялась по каждому тесту (среднее время клика, мс);
- общее время выполнения каждого задания (с);
- число ошибок в каждом задании – включая ошибки последовательности и неверное указание цвета квадрата.

ЭЭГ регистрировали в трех ситуациях обследования: в исходном состоянии при открытых глазах (ФОНог), после получения инструкции (ППИ) о ходе выполнения задания и на этапе выполнения задания по поиску черных и красных квадратов с цифрами (ТЕСТ КЧ). Регистрацию ЭЭГ проводили с помощью электроэнцефалографа «Нейрон-спектр» (г. Иваново) монополярно по схеме «10–20» в затылочных (O2, O1), теменных (P4, P3), центральных (C4, C3), лобных (F4, F3) и височных (T4, T3) отведениях. Объединенные референтные электроды располагались на мочках ушей. Полоса фильтрации составляла 0,5–35,0 Гц, постоянная времени – 0,32 с, режективный фильтр – 50 Гц. По-

сле регистрации все записи ЭЭГ были переведены в компьютерную систему анализа и топографического картирования электрической активности мозга «BRAINSYS» для Windows и обработаны с помощью аппаратно-программного комплекса «НЕЙРО-КМ» (ООО «Статокин», г. Москва). Артефакты исключали из анализируемой записи с использованием возможностей программного комплекса BRAINSYS. Спектрально анализ ЭЭГ проводили на основе быстрого преобразования Фурье (пакет программ BRAINSYS). Эпоха анализа составляла 4 сек при длительности каждого фрагмента в 1 мин, частота оцифровки – 200 Гц. Для всех 45 пар отведений вычисляли средние значения функции когерентности (Кког) в $\beta 1$ -диапазоне (13-20 Гц).

Для статистической обработки и представления результатов использовали пакет STATISTICA v.6. При нормальном распределении анализируемых показателей вычисляли среднее значение (M) и стандартную ошибку среднего (m). Достоверность различий анализируемых показателей у студентов выделенных групп оценивали с помощью дисперсионного анализа «Breakdown and one-way ANOVA». Достоверность изменения значений показателей в разных ситуациях у одной группы испытуемых оценивали с использованием t-критерия для связанных выборок.

Результаты и обсуждение. Анализ результативности задания показал, что количество допущенных ошибок по группе испытуемых изменялось от 0 до 5. Были выделены 2 группы испытуемых. В 1 группу (21 человек) вошли лица, не допустившие ни одной ошибки, во 2 группу (11 человек) вошли испытуемые, сделавшие одну и более ошибок, и их количество составило в среднем по группе $2,4 \pm 0,54$. Среднее время клика составило $1985 \pm 67,4$ мс в 1-й и $1976 \pm 70,5$ мс во 2-й группе. Среднее время выполнения задания было равно $99,5 \pm 3,4$ с в 1-й и $100,5 \pm 6,8$ с во 2-й группе. Таким образом, по среднему времени клика и времени выполнения задания испытуемые выделенных групп не различались.

Проведен сравнительный анализ значений Кког потенциалов $\beta 1$ -диапазона ЭЭГ у испытуемых выделенных групп на трех этапах деятельности: ФОНог, ППИ и ТЕСТ КЧ. Результаты анализа представлены на рис. 1. У испытуемых 1-й группы на этапе ППИ значения Кког потенциалов $\beta 1$ -диапазона ЭЭГ увеличиваются по сравнению с ФОНог достоверно в P4-C4 ($p=0,029$), P4-F4 ($p=0,006$) областей правого и в P3-C3 ($p=0,016$), P3-F3 ($p=0,007$), C3-F3 ($p=0,047$) левого полушарий коры головного мозга. При выполнении теста (ТЕСТ КЧ) величины Кког $\beta 1$ -диапазона ЭЭГ продолжали увеличиваться, достигая достоверного уровня значимости относительно этапа ППИ в O2-C4 ($p=0,044$), O2-F4 ($p=0,011$), P4-C4 ($p=0,003$), P4-F4 ($p=0,0004$), C4-F4 ($p=0,004$) правого и O1-C3 ($p=0,028$), O1-F3 ($p=0,006$), P3-C3 ($p=0,005$), P3-F3 ($p=0,001$), C3-F3 ($p=0,004$) левого коры полушария.

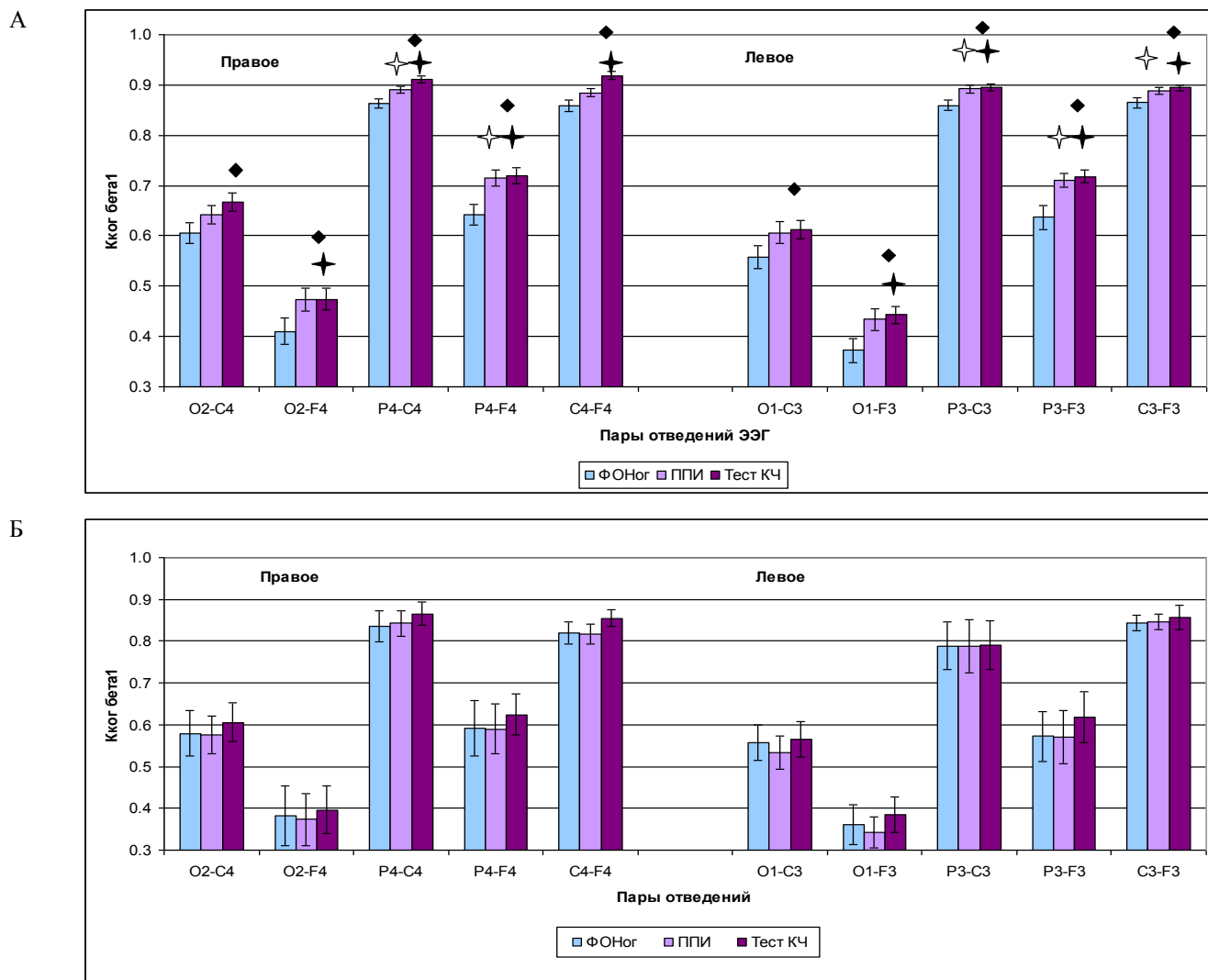


Рис. 1. Значения Кког биопотенциалов β_1 диапазона ЭЭГ у испытуемых 1-й (А) и 2-й (Б) групп на разных этапах обследования (белая звездочка – достоверные отличия значений Кког на этапе ППИ от исходного фона, черная звездочка – достоверные отличия теста КЧ от исходного фона, черный ромб - достоверные отличия теста КЧ этапа ППИ).

Кроме увеличения внутрислоушарных связей, на этапе ТЕСТ КЧ у испытуемых 1-й группы имело место значимое усиление межполушарных связей относительно ППИ в O2-O1 ($p=0,025$), P4-T3 ($p=0,048$) и P3-T4 ($p=0,023$). На этапе ТЕСТ КЧ у испытуемых 1-й группы было зарегистрировано достоверное увеличение Кког потенциалов β_1 -диапазона ЭЭГ относительно ФОНог в O2-F4 ($p=0,049$), P4-C4 ($p=0,017$), P4-F4 ($p=0,004$), C4-F4 ($p=0,027$) областей правого и O1-F3 ($p=0,023$), P3-C3 ($p=0,007$), P3-F3 ($p=0,003$), C3-F3 ($p=0,013$) левого полушарий коры.

У испытуемых 2-й группы значимых изменений Кког β_1 -диапазона ЭЭГ в соответствии со спецификой этапов деятельности не зарегистрировано.

Таким образом, у испытуемых безошибочно выполнявших тест в отличие от испытуемых, допустивших при работе с тестом одну и более ошибок, получение инструкции о выполнении предстоящего задания приводило к увеличению функциональной

кооперации гомологичных затылочных, теменно-центральных и фронтальных областей правого и левого полушарий коры головного мозга, проявляющееся в повышении когерентности потенциалов β_1 -диапазона ЭЭГ. При непосредственном выполнении теста, кооперация указанных областей на основе β_1 -ритма у испытуемых этой группы возрастала относительно этапов ФОНог и ППИ.

Считается доказанным, что высокая когерентность облегчает информационное взаимодействие между проекционными, ассоциативными и моторными областями коры, способствуя более быстрому принятию решения и выбору точной двигательной программы [5,7]. В наших предыдущих работах так же показано, что меньшее время принятия решения наблюдалось у индивидов с более высокой когерентностью потенциалов альфа диапазона при воспроизведении последовательности сигналов в системе внутри и межполушарных связей теменных, центральных и лобных областей коры [2].

Результаты настоящего исследования, полученные на другой модели целенаправленной деятельности, еще раз это подтверждают.

При обсуждении результатов настоящего исследования на наш взгляд крайне важным обстоятельством являются полученные ранее данные о более высокой исходной межполушарной когерентности β 1-потенциалов у успешных испытуемых по сравнению с неуспешными [6]. Мы полностью разделяем мнение о том, что фоновое состояние коры может в существенной мере влиять на последующее функциональное объединение ее разных областей при когнитивной деятельности [9]. Исходя из ранее полученных нами данных, можно предположить, что исходно высокий уровень межполушарной кооперации потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ, имевший место у успешных испытуемых создает условия для изменения структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ в соответствии со спецификой этапа интеллектуальной деятельности.

В наших предыдущих исследованиях было показано, что у испытуемых быстро и точно воспроизведших на экране монитора зрительную информацию наблюдалось изменение структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ в соответствии со спецификой этапа интеллектуальной деятельности. В тоже время для испытуемых, выполнявших задание медленно и с ошибками, была характерна относительная инертность структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ на этапах интеллектуальной деятельности [3].

Результаты настоящего исследования согласуются с ранее полученными нами данными [4] и подтверждают вывод о том, что достижению высокого результата интеллектуальной деятельности способствует лабильность межцентральных отношений, проявляющаяся в подвижности структуры когерентных взаимосвязей потенциалов основных частотных диапазонов ЭЭГ в соответствии со спецификой деятельности и функциональной значимостью ритмов.

Заключение.

У испытуемых безошибочно выполнявших тест в отличие от испытуемых, допустивших при работе с тестом одну и более ошибок, получение инструкции о выполнении предстоящего задания приводило к увеличению функциональной кооперации гомологичных затылочных, теменно-центральных и фронтальных областей правого и левого полушарий коры головного мозга. Это проявлялось в повышении внутриволновой когерентности потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ. При непосредственном выполнении теста, функциональная кооперация указанных областей на основе β 1-ритма испытуемых этой группы возрастала относительно этапов исходного состояния и этапа после получения инструкции. Кроме этого у успешных испытуемых при выполнении теста имело место значимое усиление межполушарных связей относительно этапа после по-

лучения инструкции между правой и левой затылочными, теменными и височными зонами коры. Таким образом, у успешных испытуемых имело место изменение структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ в соответствии со спецификой этапа интеллектуальной деятельности. В тоже время для испытуемых, выполнявших задание с ошибками, была характерна относительная инертность структуры когерентных взаимосвязей потенциалов β 1-диапазона ЭЭГ на этапах интеллектуальной деятельности.

Литература:

1. Данилова Н. Н. Роль высокочастотных ритмов электрической активности мозга в обеспечении психических процессов // Психология. Журн. высш. шк. экономики. 2006. Т. 3, № 2. С. 62–72.
2. Джебраилова Т.Д., Коробейникова И.И., Каратыгин, Умрюхин Е.А. Пространственная организация биопотенциалов коры головного мозга и время принятия решения при целенаправленной деятельности человека // Ж.ВНД им. И.П.Павлова. 2011. Т. 61, № 2. С.180-189.
3. Джебраилова Т.Д., Коробейникова И.И., Каратыгин Н.А. Когерентность β 1 диапазона ЭЭГ и эффективность интеллектуальной деятельности человека // ВНМТ, 2013. Т. 20, № 3. С.71-74.
4. Джебраилова Т.Д., Коробейникова И.И., Каратыгин Н.А. Лабильность структуры когерентных взаимосвязей биопотенциалов в диапазонах основных ритмов ЭЭГ и эффективность интеллектуальной деятельности человека // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10, 3. С. 58-60.
5. Думенко В.Н. Феномен пространственной синхронизации между потенциалами коры головного мозга в широкой полосе частот 1-250 Гц // Журн. высш. нерв. деят. им. И.П. Павлова. 2007. Т. 57, № 5. С. 520-532.
6. Коробейникова И.И. Пространственные характеристики β 1 диапазона ЭЭГ у студентов с разной результативностью когнитивной деятельности // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 4 (75). С. 13-17.
7. Ливанов М.Н. Избранные труды. Пространственно-временная организация потенциалов и системная деятельность головного мозга. М. Наука, 1989. 398 с.
8. Bonnefond M., Jensen O. The role of gamma and alpha oscillations for blocking out distraction // Communicative & Integrative Biology. 2013. V. 6, № 1. P. 227.
9. Davidson R.J., Hugdal K. Brain asymmetry in brain electrical activity predict dichotic listening performance // Neuropsychol. 1996. V.10. P. 241-246.
10. Pfurtscheller G., Lopes da Silva F.H. Event-related EEG/MEG synchronization and desynchronization: basic principles // Clin. Neurophysiol. 1999. V. 110. P. 1843-1857.

THE DYNAMICS OF THE SPATIAL CHARACTERISTICS OF THE β 1 EEG RANGE IN INDIVIDUALS WITH DIFFERENT SUCCESS OF COGNITIVE ACTIVITY

I.I. Korobeinikova, N.A. Karatygin

P.K. Anokhin Research Institute of Normal Physiology, Moscow, Russia; i_korobeinikova@mail.ru

In subjects (n=43; men 19-21 years) investigated the spatial characteristics of β 1 EEG activity and the effectiveness of cognitive activity, which was modeled using a computerized version of the Gorbov-Shulte test (red-black tables). In successful subjects, who performed the task without errors, receiving instructions about the upcoming task and the direct execution of the test led to an increase in the functional cooperation of homologous occipital, parieto-central and frontal areas of the right and left hemispheres of the cerebral cortex, relative to the initial state. The subjects who made one or

more errors were characterized by the relative inertness of the structure of coherent interrelations in the β_1 band of the EEG at the stages of intellectual activity. The results of this work are an addition to the previously made conclusion of the authors that the achievement of a high result of intellectual activity is provided by the lability of inter-central relations, manifested in the mobility of the structure of coherent relationships of the potentials of the EEG main frequency bands in accordance with the specifics of the activity and the functional significance of rhythms.

Keywords: cognitive activity, addition, cerebral cortex

УДК 616.89-02-085

РЕДУКЦИЯ (ОБРАТНОЕ РАЗВИТИЕ) ДЕФЕКТНОЙ СИМПТОМАТИКИ КАК РЕЗУЛЬТАТ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЦИТОКИНОВ НА ПРИМЕРЕ ПАЦИЕНТОВ, СТРАДАЮЩИХ ПРОСТОЙ ФОРМОЙ ШИЗОФРЕНИИ (ДОКАЗАТЕЛЬНАЯ ПСИХИАТРИЯ)

*А.И. Воронов, К.В. Пухало,
К.А. Савин, С.В. Ярош*

НИИ фундаментальной и клинической иммунологии, г. Новосибирск
Новосибирская психиатрическая больница специализированного типа интенсивного наблюдения
Городская детская клиническая больница № 1, г. Новосибирск
“А1 Клиника” НИИ физиологии и фундаментальной медицины, г. Новосибирск

E-mail авторов: voronov8888@yandex.ru

Ведь согласитесь, что в области разума никаких доказательств... нет и быть не может...

*Браво! Вы полностью повторили мысль беспокойного старика Имануэла по этому поводу»
Профессор ВОЛАНД*

М. Булгаков «Мастер и Маргарита»

В результате длительного ингаляционного применения цитокинов впервые достигнута редукция дефектной симптоматики у пациентов, страдавших простой формой шизофрении. Клинические результаты впервые получили инструментальное подтверждение в виде положительной динамики данных полисомнографии и MRT.

Ключевые слова: простая шизофрения, цитокины, редукция дефекта

Все доказательства наличия дефектной симптоматики при любых формах шизофрении, часто называемые «минус симптомами», располагаются исключительно в «области разума», впрочем, как и «плюс симптомы». Конечно, продуктивная симптоматика ярче, она сопровождается нелепым поведе-

нием, сразу бросается в глаза. Однако согласитесь, что «голоса», о которых сообщает пациент, психиатр слышать не может. Они не материальны. Актуальность бреда или эмоция страха «объективны» для пациента, но не для врача. Псевдогаллюцинации не всегда проявляются поведением, пациент может их скрывать. Часто трудно понять, в какой степени идеи преследования или изобретательства являются бредовыми. Дефектную симптоматику бывает сложно отличить от банальной лени. Некоторые психиатры считают, что Илья Ильич Обломов, литературный герой И.А. Гончарова, страдал простой формой шизофрении. После публикации романа понятия «обломовщина» и «деградация» стали в некотором смысле синонимами.

Пока симптомы шизофрении пребывают исключительно в «области разума», диагностика будет требовать от врача большого клинического опыта, длительного наблюдения, но, тем не менее, останется весьма субъективной. Диагноз непросто поставить, а снять – практически невозможно. Это приговор на всю жизнь. Поэтому врачи говорят не о выздоровлении от шизофрении, а о ремиссии, разной по длительности и глубине. Спорить с доводами из «области разума» мало результативно, поскольку доказательства «за» и доказательства «против» черпаются в одном месте.

О материальных признаках, подтверждающих диагноз шизофрении, психиатры говорят давно. Однако пока общепризнанных предикторов нет ни в области генетики, ни в области клинических или биохимических показателей. При этом концепция патогенеза шизофрении нуждается в постоянном обновлении. Достижения фундаментальных исследований, к сожалению, практически оторваны от реальной клиники, где основой терапии являются нейролептики. В нашем эксперименте постепенно накапливаются пациенты с многолетними, стойкими ремиссиями F20.xx5 [1]. Сочетание достижений современной фундаментальной науки и клинических эффектов применения цитокинов оказалось весьма результативно. Попытка объяснения достигнутых результатов привела к созданию принципиально новой концепции патогенеза шизофрении, подробно изложенной в статье «Новый взгляд на патогенез и лечение шизофрении» [2] Ниже читателям будет предложена уточнённая концепция патогенеза, предполагаемая схема организации дельта сна с рисунком и соответствующими пояснениями.

При установлении диагноза в проводимом нами клиническом эксперименте мы опираемся на общепринятые методы диагностики: 1. Психиатрическое интервью. 2. Клинико-психологическое обследование. 3. Динамическую оценку по международной шкале положительных и отрицательных симптомов (PANS).

Вместе с тем каждому пациенту мы проводим ещё три вида обследований, каждое из которых от-

ражает объективную, материальную сторону процессов, происходящих в центральной нервной системе (ЦНС) в цифрах, графиках, изображениях. Их можно сравнивать между собой и сопоставлять с данными клинических наблюдений.

1. Преимпульсное ингибирование (PPI) в динамике. Снижение PPI описано во многих работах по шизофрении [3]. Чем ниже значение PPI, тем труднее пациенту сосредоточиться на чем-либо. Этот тест отражает способность к концентрации внимания. Снижение процента PPI отмечается у психически здоровых генетических родственников пациентов [4]. Показатели PPI (вплоть до отрицательных) тем ниже, чем сильнее страдает внимание, острее процесс и глубже дефект. Снижение показателя PPI в сравнении с предыдущим, еще до клинических проявлений, указывает на вероятное обострение и общее ухудшение психического состояния пациента в ближайшем будущем.

2. Магнитно-резонансное сканирование (MRT) на три тесла по специальной программе. Картина изменений в этом исследовании менее динамична, чем PPI, зато позволяет сравнивать морфологическую картину мозга до начала ингаляций цитокинов, во время их действия и через 4-6 месяцев после наступления ремиссии. Мы наблюдаем и подтверждаем документально, что каждое обострение шизофрении, сопровождающееся дефицитом дельта сна, оставляет свой след в виде расширенных пространств Вирхова-Робина и появления новых очагов глиоза. Через 4-6 месяцев ингаляций цитокинов картина MRT меняется: очаги глиоза и пространства Вирхова-Робина уменьшаются в размерах, количестве, часто исчезают вовсе.

3. Очень информативной мы считаем круглосуточную дистанционную полисомнографию и надеемся освоить ее в ближайшее время. Эта методика способна регистрировать электрическую активность мозга непрерывно в течение нескольких суток (подобно холтеровскому мониторингованию). А пока мы регулярно проводим полисомнографию ночного сна, которая включает множество параметров (видеосъемку, параметры дыхания, движение глазных яблок, сердцебиение и т.д.). В данной статье приводятся только цветные графики, отражающие структуру ночного сна. Нормализация времени дельта сна, по нашим наблюдениям, сопровождается уменьшением количества и размеров паравазальных пространств Вирхова-Робина и очагов глиоза. Клинически это совпадает с увеличением общего времени сна в течение суток (в том числе и дневного сна) и исчезновением псевдогаллюцинаций. Полисомнография, на наш взгляд, может претендовать на место предиктора при диагностике шизофрении и служить объективным критерием текущего психического состояния.

В литературе существует множество определений этого состояния, но ни одно из них полностью

нас не устраивает. В этой статье мы дадим собственное определение и сконцентрируем внимание читателей на третьей и четвертой стадии медленного сна.

В человеческой истории сон всегда рассматривался в основном с религиозной и мистической точек зрения особенно в попытках объяснить сновидения. Появление электроэнцефалографии (ЭЭГ) документально зарегистрировало два совершенно разных вида сна, следующих друг за другом и образующих завершённый цикл продолжительностью 90 - 100 минут. Такие циклы (их называют фазами) в течение ночи тоже следуют друг за другом, их бывает четыре или пять. «Медленный сон» сменяется «сном с быстрым движением глаз». Различия между ними заключаются не только в картине энцефалограммы, но и в физиологической сущности, механизме самого явления. Медленный сон условно делят на четыре стадии. Последние две стадии III и IV называют дельта сном, поскольку на энцефалограмме он представлен низкочастотными высокоамплитудными (выше 75 микровольт) колебаниями в дельта диапазоне (0,5 – 2 герца). Начинается физиологический сон всегда с медленной фазы, которая с момента засыпания занимает порядка 60 минут. К утру время медленного сна укорачивается, а сон с быстрым движением глаз становится более продолжительным.

Во сне человек проводит почти треть жизни. В детстве больше, к старости меньше. Каждые сутки, в среднем на 7-8 часов, мозг погружается в состояние сна; падает тонус мышц, температура тела, почечная фильтрация, интенсивность сердцебиения и дыхания. Окружающие и сам спящий считают, что весь организм, включая мозг, отдыхает. Что касается организма – это бесспорно. Мозг же продолжает активно работать и во сне. При массе менее 2% от веса тела постоянно, днем и ночью, мозг потребляет почти четверть всего кислорода. Такая интенсивность обменных процессов, сосредоточенных в небольшом объеме черепной коробки, требует интенсивного отведения продуктов метаболизма. Именно эту задачу решает медленный сон, точнее, третья и четвертая его стадии, называемые дельта сном.

Насильственное лишение сна (депривация сна) считается одной из самых эффективных попыток. На пятые - шестые сутки у большинства психически устойчивых, психически здоровых людей появляются галлюцинации. [5] Продолжение депривации сна в разные сроки вызывает необратимые процессы в мозге и может привести к смерти. Полностью лишенный сна человек погибает быстрее, чем полностью лишенный воды.

Каждый врач знает, что гематоэнцефалический барьер (ГЭБ) служит препятствием для проникновения в мозг многих лекарственных препаратов. Некоторые врачи осведомлены о существовании глимфатической системы большого мозга

(ГСБМ), открытой в 2012 году Майкен Недергард с соавторами. Именно они заметили, что мозг интенсивно и организованно избавляется от продуктов распада именно в период дельта сна [6]. Однако мало кто может представить, что гематоэнцефалический барьер и глимфатическая система – это различные названия одного и того же микроанатомического образования, которое пронизывает весь мозг в виде пульсирующей **анатомической структуры, организующей и представляющей дельта сон.**

Исторически гематоэнцефалический барьер изучался на закрытом мозге и фиксированных срезах ткани мозга, поэтому описывался как барьер, образование статическое, а глимфатическая система обнаружена на открытом живом мозге благодаря появлению двухфотонной микроскопии. Она сразу описывалась как образование динамическое. Несколько лет назад мы пришли к пониманию, что это одна и та же система, фактически являющаяся вполне материальным механизмом организации дельта сна. Именно этот механизм эффективно избавляет мозг от продуктов метаболизма. После открытия глимфатической системы большого мозга (ГСБМ) механизм отведения метаболитов из ЦНС стал более понятным. С наибольшей эффективностью мозг избавляется от них во время III и IV стадий дельта сна. Сопоставляя данные полисомнографии с клиническими наблюдениями, мы пришли к выводу, что от степени нарушения дельта сна зависит течение и тяжесть симптомов шизофрении. Поэтому дальше речь пойдет исключительно о III и IV стадиях медленного сна.

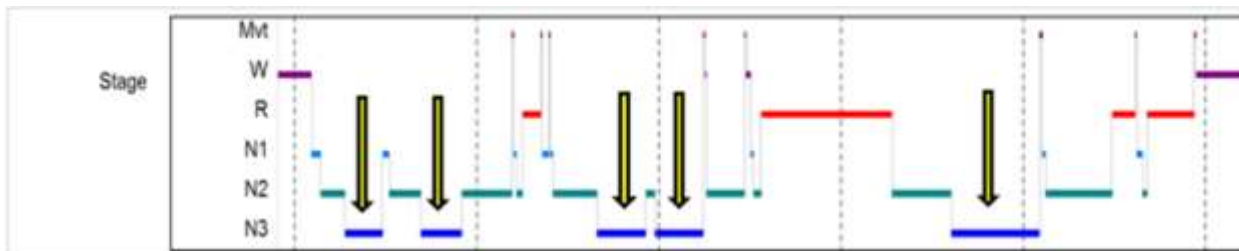
Дельта сон – это, по нашему убеждению, вполне материальный, в известной степени даже «механический» процесс содружественного (доменного) набухания и сморщивания «ножек» астроцитов. В узком пространстве между плотной стенкой капилляра и плотным соединением «ножек» эти самые набухшие «ножки» образуют подобие муфты, которая своим продвижением «выжимает» из околососудистого пространства ликвор, способствуя его оттоку. Набухание и сморщивание обеспечивается кассетами аквапариновых каналов, которые плотно собраны на мембранах, обращённых в сторону сосудов и омываемых ликвором. Глимфатическая система большого мозга играет роль дренажного насоса и ускоренно выводит из мозга все продукты метаболизма весь период дельта сна. Более того, после вынужденной бессонницы глимфатическая система способна компенсировать предыдущее чрезмерное накопление продуктов метаболизма путем увеличения времени и глубины дельта сна.

Таким образом, гематоэнцефалический барьер (ГЭБ) глимфатическая система большого мозга (ГСБМ) – это, во-первых, «Барьер», отделяющий мозг от крови, во-вторых, это «Насос», обеспечивающий движение ликвора и выводящий продукты распада. В-третьих, это микроанатомическая, пронизывающая все ткани мозга система, представляющая материальную структуру дельта сна. Набухшие «ножки» образуют подобие «муфты», которая как бы скользит по паравазальному пространству вокруг капилляров и венул, ускоряя ток ликвора [7] (рис. 1).

Принципиальная схема работы (ГСБМ) глимфатической системы большого мозга, организующей дельта сон 0.5 - 2 герц. Прежнее название (ГЭБ) гематоэнцефалический барьер.

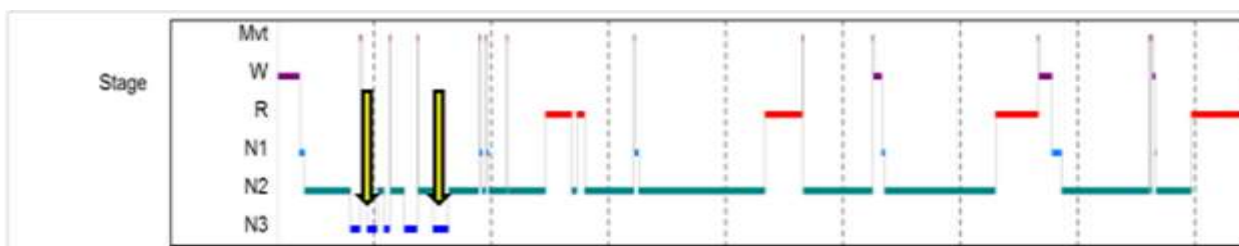


Групповое набухание «ножек» астроцитов образует «муфты», как бы скользящие друг за другом и «выдавливающие» ликвор из узкого околокапиллярного пространства. Непрерывный ток ликвора создается гармоничной работой аквапариновых каналов. Дисбаланс Тn1 и Тn2 цитокинов разрушает эту гармонию. Поломка дренажного механизма дельта сна лежит в основе патогенеза шизофрении.



Эффективность сна 89% (норма более 85%). Цикличность смены стадий и фаз сна сохранена, идентифицируется 3 завершённых цикла сна. Увеличена общая продолжительность дельта-сна и ФБС. Стадии сна умеренно фрагментированы. Стрелки указывают на периоды дельта сна.

Рис. 2. График сна пациента «X» без психической патологии с небольшими нарушениями ночного сна. Стрелки указывают на периоды дельта сна, обозначенного на графиках синим цветом.



Эффективность сна 94% (норма более 85%). Все стадии и фазы сна представлены, идентифицируется 4 завершённых цикла сна. Дельта-сон наблюдается только в 1-м цикле, его общая продолжительность значительно снижена (6% при норме 22-24%), умеренно снижена продолжительность ФБС.

Рис. 3. График сна пациента «K» страдающего параноидной шизофренией. Стрелки указывают на периоды дельта сна, обозначенного на графиках синим цветом.

Удивительно, насколько тесно «механика» дельта сна связана с иммунными процессами всего организма. Есть все основания полагать, что высокоамплитудные, низкочастотные дельта волны, по которым мы судим о наступлении дельта сна, генерируются не только и не столько нейронами, сколько совокупными потенциалами больших групп астроцитов. Астроциты, объединённые посредством щелевых контактов между «ножками», телами и отростками самих клеток в единую сеть, образуют нейро-глио-сосудистые ансамбли [7]. Только через астроциты осуществляются все обменные процессы нейронов, их связь с ликвором и сосудистым руслом [7, 8, 9].

Вероятно, и проницаемость гематоэнцефалического барьера должна быть разной в зависимости от того, спит человек или бодрствует и даже в какой фазе и стадии сна он находится.

Не все врачи в своей практике сталкивались с полисомнографией, поэтому для наглядности мы приводим графическое изображение ночного сна обычного человека (пациент «X») с небольшими нарушениями ночного сна, без психической патологии (рис. 2), и сравниваем его с графиком сна пациента «K», страдающего параноидной шизофренией (рис. 3). Пациент «K» в момент записи сомнограммы принимал три нейролептика ежедневно (галоперидол 10 мг, сероквель 100 мг и хлорпропиксен 600 мг) в качестве «поддерживающего» лечения. По мнению психиатров, за неделю до сомнографии выписавших его из стационара, пациент

хорошо спит и находится в ремиссии. Все дело в том, что отличить медикаментозный сон от физиологического без полисомнографии невозможно. Психиатрические больницы России таким оборудованием не располагают, поэтому психиатры пребывают в счастливом неведении, ориентируясь на внешние, клинические признаки сна.

Сравните цветные графики сна пациента «X» (рис. 2) и пациента «K» (рис. 3). Тогда станет понятно, почему пациента «K» выписывать было ещё рано. Стрелки указывают на периоды дельта сна, обозначенного на графиках синим цветом. У пациента «X» дельта сна вполне достаточно, а у пациента «K» дельта сон практически отсутствует, причем без возможности компенсации в следующую ночь. Выписывать пациента «K» рано потому, что дельта сон фактически отсутствует. Это означает торможение дренажной функции лимфатической системы, накопление в ЦНС продуктов метаболизма, псевдогаллюцинации, страхи, бред, который пациент умело скрывал от врачей. Почти сразу после сомнографии, несмотря на регулярный приём трех нейролептиков, у «K» случился развёрнутый приступ кататонического возбуждения.

Особенностью любой формы шизофрении, от аутизма до паранойи, является невозможность компенсаторного увеличения продолжительности дельта сна после его депривации в связи с аутоиммунной поломкой его механизма.

Для демонстрации эффективности уравнивающего, лечебного действия цитокинов нами

специально выбраны только пациенты, страдающие простой формой шизофрении. Основным и практически единственным клиническим признаком этого душевного страдания является сформированное дефектное состояние. Такая форма, особенно в чистом виде, встречается нечасто (от 3,7% до 22,5% по данным польского психиатра А. Kalinowski) [10]. В плане нарушений дельта сна, F20.6 мало отличается от параноидной. Просто эти нарушения не столь интенсивны, как в приведённом выше примере. В этой статье мы имеем возможность представить заинтересованному читателю неоспоримые, материальные (инструментальные) признаки наличия и последующего исчезновения дефектной симптоматики.

А. Kalinowski сформулировал восемь клинических признаков простой формы шизофрении: 1. Отсутствие критики и ощущения собственной болезни. 2. Аутизм. 3. Уход от контактов с окружающими. 4. Падение инициативы. 5. Снижение интересов. 6. Амбивалентность. 7. Бледность и неадекватность эмоций. 8. Формальные расстройства мышления [10]. Как видим, одни признаки заходят на территорию других, напоминая «слоёный пирог», да ещё и в «области разума». Мы бы добавили к этому ещё два признака: 9. Исчезновение чувства юмора и 10. Падение энергетического потенциала при сохранности интеллекта.

Ввиду того, что практически отсутствуют все манифестные проявления психоза в виде кататонии, бреда, псевдогаллюцинаций, эта форма чрезвычайно сложна для диагностики. Пациенты долго «мыкаются» по специалистам, прежде чем им установят диагноз. По критериям МКБ 10 Простой тип шизофрении F20.6 – это расстройство, при котором наблюдается *незаметное, но прогрессирующее* развитие странностей в поведении, неспособности удовлетворять требованиям общества и снижение всех видов деятельности. Негативные черты шизофрении (уплощение аффекта, потеря воли) развиваются без каких-либо явных предшествующих симптомов психоза [1].

Для лучшего понимания страданий, которые испытывает пациент с простой формой шизофрении, мы сделали небольшую «нарезку» из интернет-форума, где такие пациенты пытаются общаться и поддерживать друг друга:

– «Прочитал про простую форму шизофрении в интернете. Точь-в-точь то, что у меня. Никаких психозов, бреда, галлюнов – ничего подобного нет, зато эмоциональное оскудение, низкий энергопотенциал, слабая продуктивность, в общем негативная симптоматика... Эта фигня не лечится, а негативные симптомы только нарастают»...

– «Как Вы в эмоциональном плане? (у меня пущота не только в голове, но и в душе). Вспоминаю как я раньше чувствовал и хочется снова, сейчас никому ни сопереживаю, даже если стараюсь очистить голову от мыслей и воспринимать реальность; иногда у меня

в голове как будто кто-то довольно улыбается когда люди серьезно страдают (например, смотрю новости про какую-нибудь трагедию, где показывают плачущих людей, потерявших близких - умом я понимаю, люди тяжело страдают и что правильной эмоцией было бы сочувствие, но в душе пусто, и тянет ухмыляться, при этом я осознаю что это дико»...

– «Мне вдруг пришло в голову, что я не объяснила в чём заключается дефект, а другие люди и не обязаны ничего знать об этом. Суть такова, что сильно снижается энергетический потенциал, заметно ухудшаются волевые качества, и с желаниями проблема. Не психозы, голоса и зрительные галлюцинации являются основаниями для постановки такого диагноза, а именно такие специфические изменения в характере человека. Больше никакое психиатрическое заболевание не вызывает подобных изменений... Лучше ему стало в том смысле, что раньше после поездки по городу или прогулки с друзьями он мог потом лежать в кровати по 3-4 дня без сил, было пару раз, когда он практически не вставал по 3 недели.» – «Сегодня днём спросила ел ли он (не грею специально, в холодильнике еда есть), ответил, что не ел и что его злит, что ему приходится делать сильные волевые усилия, что бы дойти до кухни и разогреть себе еду, опять сказал меняйте лекарство, когда сказала, что во вторник едем к врачу, обрадовался, в глазах надежда, что поможем. Как бы не подвести его опять, процесс-то может быть трудным и долгим, а он на нас надеется».

– «Только негативка, снижение настроения, потеря желаний, нет сил заставить себя что-то делать, со стороны выглядит как просто огромная такая лень. От нейролептиков побочки «веселые» бывают, лекарства тяжелые для организма, все побочки отслеживать надо, т.е. в чай не подмешаешь, сын сам должен их отслеживать и говорить мне и врачу».

– «А вот меня диагноз напугал до истерики, рыдать я начала ещё в кабинете у первого врача и не могла остановиться всю дорогу домой, возле метро встретились с мужем, напугала и его, довела тоже до слёз, так и ходили с ним по аптекам с заплаканными физиономиями, дома потом тоже на кухне плакали вцепившись друг в друга, а заставить плакать меня обычно задача очень не простая. Но сейчас, я знаю, что мне и сыну нужно делать, узнала-почитала о самом заболевании, немного легче уже. Тем более мне нельзя себя распускать, врач сказала, что у сына со мной связь сильная, он хорошо чувствует мое настроение и оно будет отражаться на нем. Так, что будем жить и улыбаться!»

– «Вот в чем коварство простой формы шизофрении, что у неё нет продуктивных проявлений, таких как психозы разнообразные, нет голосов, бреда, сверх идей и тому подобного».

– «Люди болеют разными болезнями и шизофрения не самая страшная из них. Жизнь продолжается, появляются новые лекарства, может повезёт и нам и появится новое лекарство, способное сводить симптоматику на нет. В конце концов, за последние 60 лет, не появилось ничего принципиально нового в лечении шизофрении, а изучают ее много и серьезно, пора бы удаче и улыбнуться ученым, врачам и заболевшим».

На этом ожидании «чудесного лекарства от шизофрении» – цитаты из интернета можно закончить.

Мы ведем поиски такого средства больше 20 лет. Лекарством его назвать еще нельзя, но, кажется, «удача нам улыбнулась». Вниманию читателей будут представлены несколько пациентов, которым такое «принципиально новое» средство уже помогло. Поскольку дефектное состояние – главный и практически единственный синдром простой формы шизофрении, для статьи мы специально отобрали пациентов только с этим диагнозом.

Пациент «А», 24 года. В эксперимент взят в конце 2016 года. Незадолго до приезда неудачно упал и получил перелом руки. Приехал в гипсе и получил прозвище «бриллиантовая рука». По мнению мамы (мама – врач) и осматривавших его ранее психиатров: «Есть негативные симптомы шизофрении; эмоционально-волевые нарушения, трудности в установлении контактов с людьми, слабость, плохой прерывистый сон ночью, сонливость днем. Психолог дала заключение, что социальное развитие сына «тянет» на 13 лет. Интеллект сохранен, речь связана, логична. Из позитивных симптомов – эпизоды зрительных галлюцинаций 2 года назад. С огромным трудом закончил в 2016 году институт. На работу не устраивается. Себя обслуживает. Диагноз шизофрении психиатр не поставил. Сказал, что психические нарушения есть, но «нужно наблюдать». Прописал нейролептики».

Из анамнеза: Осложненные роды, задержка физического развития. Часто падал, ударялся. В детском саду не адаптировался. Плакал редко, в основном зажимался от испуга. Интерес к детям не проявлял. Наблюдал за чужими играми. Мелкая моторика развития очень плохо. Шнурки научился завязывать ближе к окончанию школы. Всегда был очень медлительным. Интересов к спорту, творчеству не было. Английский, танцы, музыка, спортивные секции, телевизионная студия, центр детского технического творчества – ему нигде не было интересно. Отдали в школу в 7.5 лет. В третьей четверти учительница сказала, что он издаёт какие-то звуки на уроке (кукарекает или издаёт другие громкие звуки и не замечает этого). Есть «свой язык», но только в семье. В 12 лет отправили в пионерлагерь в Анапу. Звонил оттуда, просил его забрать. В средней школе учиться стал плохо. С трудом концентрировался. На элементарные вопросы типа «что кушал сегодня?» отвечал: не помню или не знаю. Учителя задавали вопросы: «У Вас мальчик отстраненный. Он стихи не пишет?» К концу школы стал учиться совсем плохо. Нанимали репетиторов. В институте учился без желания, преподаватели считали, что у него аутизм, так как он почти не общается с однокурсниками. Я заставляла сына учиться. Много прогуливал и врал. Примерно весной 2015 г. позвонил возмущенный преподаватель из института и пожаловался, что сын был на первой паре, а со второй сбежал. Когда стала выяснять, зачем он так сделал, сказал, что «очень захотел спать». Пожаловался, что ночью постоянно просыпается. А днем очень хочет спать. Еще рассказал, что у него были видения: большая игрушка, лежавшая на

шкафу, показалась ему чудовищем. Он испугался и включил свет. Такие видения были у него и раньше. Бред никогда от сына не слышала. Он живет очень замкнуто. Мало общается даже с нами, родными. Редко смотрит в глаза. Не любит прикосновений. Единственный друг, который приобщил его к компьютерным играм, уехал в другой город. Но к общению тянется. Появился старинный приятель, тоже помешанный на компьютерных играх, - с ним общается с удовольствием. Общение состоит в совместной компьютерной игре, просмотре фильмов. О том, чем занимается приятель, где живет, что он ел и какие у него проблемы – не интересуется. Работу по дому делает, когда попросишь, и не очень качественно. Сам инициативу не проявляет. Очень медлительный. В октябре 2016 г. устроили его на работу по знакомству геодезистом-техником. Уехал на вахту. Надо было валить лес, делать просеку. У него спросили: «работал бензопилой?». Сказал, что не работал – бензопилу не доверили. Выполнял подсобную работу. 4 дня работал и считал, что всё хорошо. На 5 день отказался выпивать с геодезистами (принципиально не пьет и не курит). На 6 день не встал вовремя на работу. Говорит, что его не разбудили. С работы попросили уволиться».

По специальности работу не нашёл. Предложила устроиться в салон связи. Обсуждала с ним, какие вопросы могут задать на собеседовании, увидела заторможенность и маску на лице – никаких эмоций, ничего не говорил. Решила, что это страх. Предложила пойти к психологу, чтобы бороться со страхом. Согласился. Потом сама сходила к этому психологу. Она предположила, что у сына шизофрения. Посоветовала сходить к психиатру. В ПНД сына протестировал клинический психолог. Дальше его посмотрел зав поликлиническим отделением ПНД – сказал, что есть эмоционально-волевые нарушения. Дальше посмотрел психиатр участковый, сказал, что психические нарушения есть, а по поводу диагноза сказал: «надо смотреть ещё, может, консилиум соберем».

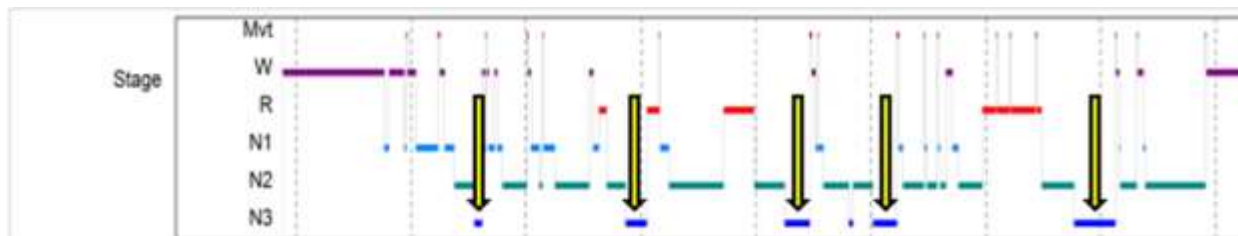
В конце 2016 года, сразу по прибытии пациента «А» в клинику, мы собрали консилиум. Без решения консилиума пациенты в эксперимент не попадают. Единогласно вынесли диагноз: F20.6 Шизофрения, простая форма. Психический статус при поступлении: лицо маскообразное, взгляд потуплен, поза сгорбленная, движения замедленны. В месте, времени и собственной личности ориентирован правильно. Бредовых идей не высказывает. Галлюцинации отрицает и поведением их не обнаруживает. Отвечает на вопросы по существу, после некоторой паузы, односложно, тихим, едва слышным голосом. Правильно трактует сложные поговорки. Эмоционально монотонен, подчиняем. Равнодушен ко всему, что с ним происходит. Во всем слушается маму. PANSS: позитивные 10, негативные 36.

Первые два месяца мама постоянно бегала за ним с градусником и очень нервничала. Температура поднималась после каждой ингаляции цитокинов до фибрильных цифр (38,5 – 39,2). На третьем месяце, после ингаляции, температура поднималась только до 37,5 и держалась не более часа. На четвертом месяце пациент неожиданно заговорил; громко, фразами, на хорошем

литературном языке и с тех пор уже не останавливался до конца эксперимента. Много рассказывал о своих прошлых переживаниях, впечатлениях от природы, общения с окружающими. Стал писать рассказы. Появился крепкий ночной сон. Спит десять часов ночью и часа по два днём. Серьёзно и безответно влюбился. Много читает. Помогает по хозяйству. Написал и отправил резюме, чтобы устроиться на работу по специальности. В 24 года, наконец, утратил «невинность».

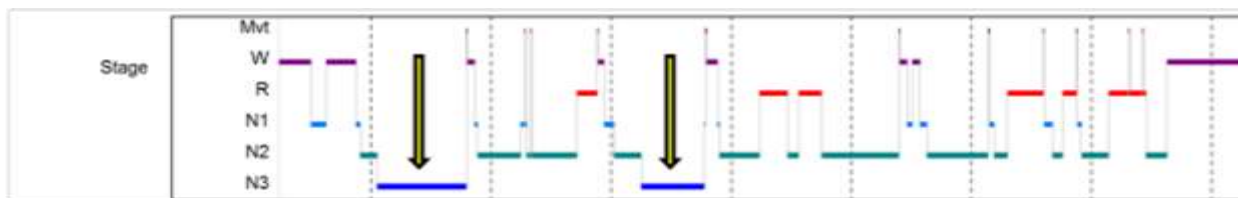
Новый 2018 год уехал встречать домой. Катанез один год. В настоящее время работает. Самостоятельно заработал нужную сумму денег, оформил документы и полтора месяца путешествовал по странам Евросоюза. Вернулся. Свободно и легко общается. Хорошо спит. При выписке PANSS: позитивные – 8, негативные – 8.

Пациент «А»: полисомнограмма при поступлении и для сравнения через четыре месяца ингаляций цитокринов.



Общая продолжительность сна 387 минут, латентный период сна (время засыпания) 53 минуты, эффективность сна 77% (норма более 85%). Увеличено время засыпания, усилена двигательная активность, значительно увеличено количество кратковременных пробуждений. Стадии сна фрагментированы, значительно снижена общая продолжительность дельта-сна и фазы быстрого сна, циклы сна нестабильные, различной продолжительности (от 30 до 120 минут).

Рис. 4. График сна пациента «А» за 9 января 2017 г.



Общая продолжительность сна 387 минут, латентный период сна (время засыпания) 16 минут – первый эпизод сна, постоянный сон – через 39 минут, эффективность сна 80% (норма более 85%). Наблюдаются единичные эпизоды движений во сне, увеличено количество кратковременных пробуждений и время бодрствования в период сна (35 минут). Незначительно снижена общая продолжительность дельта-сна и фазы быстрого сна. В сравнении с обследованием от 9.01.2017 отмечается умеренная положительная динамика: уменьшение времени засыпания, значительное снижение двигательной активности во сне, увеличение продолжительности глубоких стадий сна (дельта-сна и ФБС), стадии сна со значительно менее выраженной фрагментацией, примерно одинаковой продолжительности, чуть большая эффективность сна.

Рис. 5. График сна пациента «А» за 4 мая 2017 г.

К сожалению, третью полисомнограмму, перед выпиской, когда он спал по 10–12 часов в сутки, пациенту «А» сделать не удалось. Он решил встретить новый 2018 год дома и неожиданно уехал. Но динамика MRT говорит сама за себя.

Динамическая картина MRT пациента «А» за 2017 год (на каждой снимке – три томограммы – одинаковые по технологии и по анатомической локализации, сделанные в течение 2017 года: слева – в январе 2017 г., по середине – в мае 2017 г. и справа – в декабре 2017 г.).

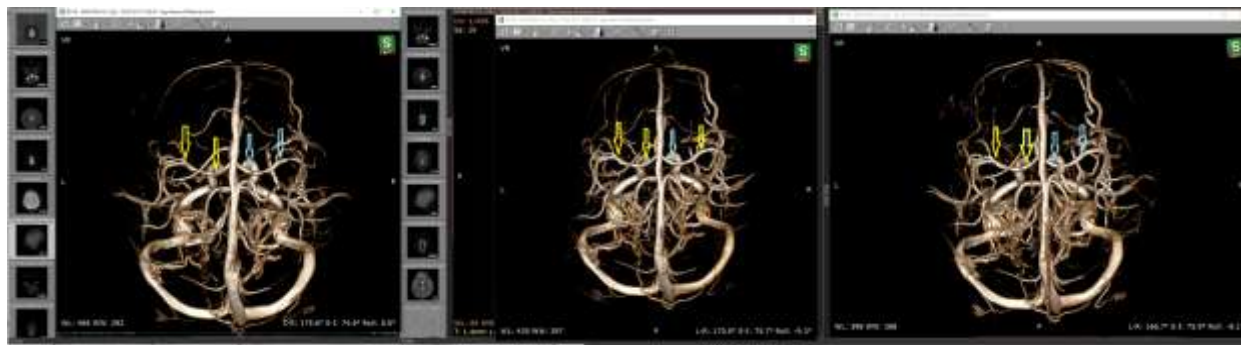


Рис. 6. Пациент «А». Снижение ангиоспастических проявлений церебральных артерий (Технология PHAS MR-ангиография (безконтрастная), вид сверху). Желтые стрелки указывают на правые СМА, синие стрелки – на левые СМА. В течение лечения - снижение ангиоспастических проявлений (на правой томограмме – в начале лечения контуры СМА неровные, с «перетяжками»); на средней и левой томограммах в ходе лечения – средние мозговые артерии (СМА) стали ровными по контуру и равномерными по диаметру).



Рис. 7. Правый гиппокамп и ножки мозга – крупно. Пациент «А» (технология T2-ВИ; желтые стрелки указывают на очаги расширения паравазального пространства (Virхова-Робина) в правом гиппокампе (объемные стрелки) и в ножках мозга (стрелки в виде трехлучевой звезды). В ходе лечения часть очагов становится меньше по размерам и по интенсивности, что указывает на снижение выраженности отечности паравазальных пространств. Аналогично в других регионах – в левом гиппокампе (стрелками не показано) также происходит снижение выраженности глиозных очагов (вот что я понимал под «умеренное снижение плотности глиозных очагов в правом гиппокампе и в ножках мозга»)).



Рис. 8. Правая теменно-затылочная область. Пациент «А» (правая теменно-затыл область) - технология T2-ВИ; желтая стрелка указывает на очаг расширения паравазального пространства (Virхова-Робина) в белом веществе правой теменной доли – в начале лечения (левая томограмма) расширение неровное, в виде цепочки микрокист, а в ходе лечения оно уменьшается в диаметре и становится равномерным. Аналогично в других регионах белого вещества происходит снижение плотности глиозных очагов (как и в теменно-затылочной области правой теменной доли).



Рис. 9. Правая теменно-затылочная область – крупно. Пациент «А».



Рис. 10. Ножка гипофиза – перерыв – крупно. Пациент «А» (технология FLAIR - зона ножки гипофиза обозначена кругом; в начале лечения перерыв выражен достаточно сильно, а в динамике лечения происходит ликвидация "перерыва" в ножке гипофиза: вероятно – снижение уровня отечности тканей ножки гипофиза и восстановление перемещения релизинг-факторов из гипоталамуса гипофизарных гормонов).

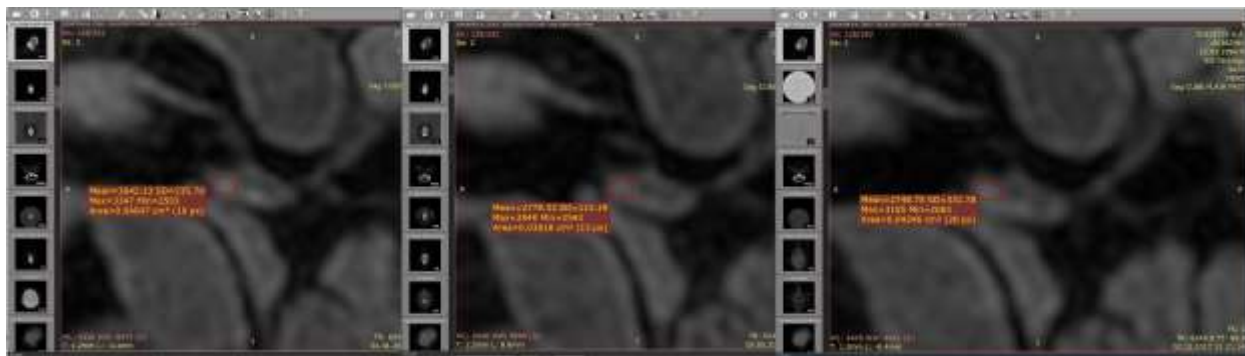


Рис. 11. Пациент «А». Отёчность эпифиза – крупно (технология FLAIR - овал в передней части эпифиза выделен для изменения уровня сигнала и если в начале лечения средняя была 3042+-235, то в конце – 2748+-331, что указывает на снижение отечности в эпифизе).



Рис. 12. Пациент «А». Отечный микроочаг субкортикально в левой лобной доле – крупно (технология FLAIR - небольшой овал на границе поясной и верхней лобной извилины по медиальной поверхности левой лобной доли выделен для изменения уровня сигнала и если в начале лечения средняя была 3622+-415, то в конце – 2696+-195, что указывает на снижение отечности в очаге временного нарушения кровообращения (по типу микроОНМК), уменьшение самого отеочного очага).

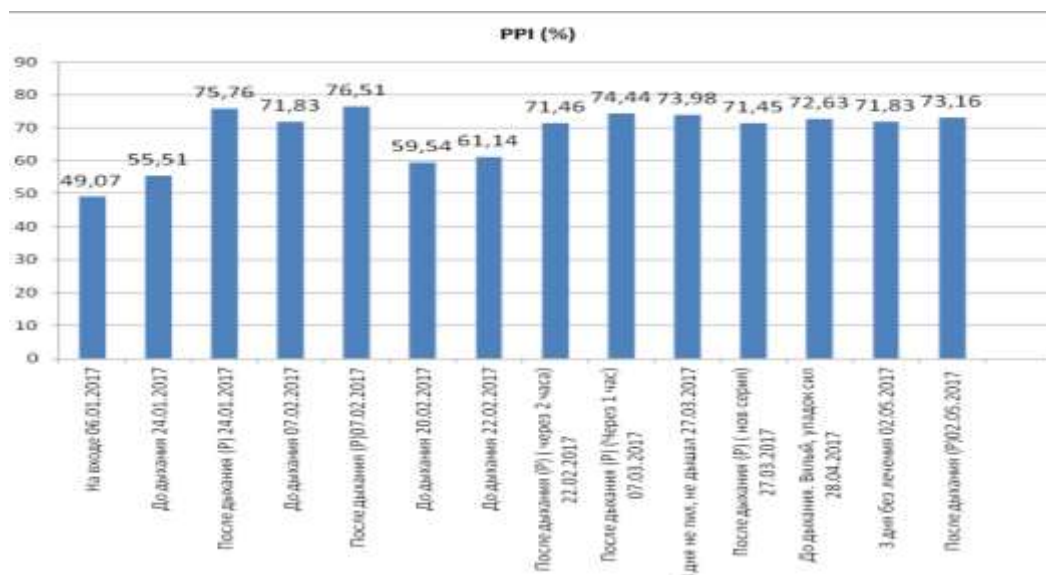


Рис. 13. Динамика (PPI). Пациент «А».

Вторая пациентка «М» 1988 г.р. В эксперименте 14 месяцев с июля 2017 г. по сентябрь 2018 г. С детства была активной, подвижной, было много увлечений. Психическое состояние изменилось примерно с 16 лет: стало тяжело учиться, появилась рассеянность, трудности в осмыслении заданий, обидчивость на других людей, друзей, родителей. Классную руководительницу считала «энергетическим вампиром», боя-

лась. Постепенно стала молчаливой, скрытной. О переживаниях и проблемах с психикой никому не рассказывала, «думала, пройдёт». С трудом окончила школу и поступила в ВУЗ на специальность «Международный туризм и гостиничный сервис». Но с третьего курса появилась усталость, «хотелось всё время лежать», «перестала иметь желания», стало трудно ориентироваться, «как будто воспринимала всё через стекло»,

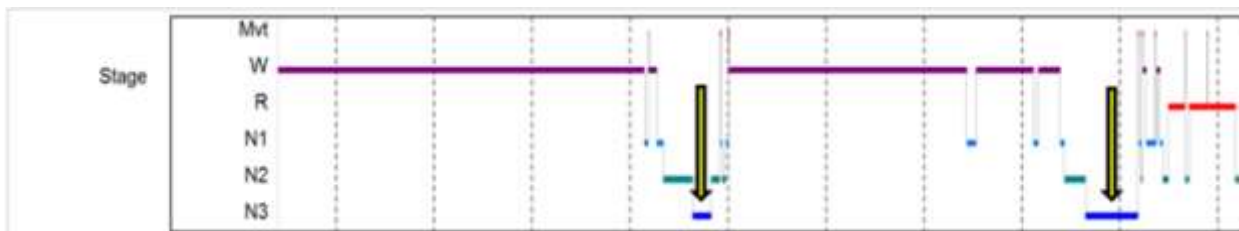
«трудно стало соображать, мысли терялись». В этот период впервые осматривалась психиатром. При осмотре диагноз установлен не был. С трудом сдала экзамены, но на выпускной вечер не пошла. Замкнулась, предпочитала быть одна, находила «утешение в себе». Работать не могла: не было энергии. Родители возили дочь по курортам и санаториям. Ничего не помогало. Стал меняться голос. Опять решила учиться на юриста. В это время начала «особенно сильно» уставать, хотелось «только лежать», предпочитала одиночество, старалась уединиться, с подругами не общалась. Когда приходили родственники, старалась не встречаться с ними. Перестала чем-либо интересоваться, раздражалась, плакала и говорила, что у неё «нет сил», появилась «мания» чистоты, постоянно и навязчиво мыла руки.

Психическое состояние на июль 2017 г.: Сознание не помрачено. Ориентирована полностью. Держится скованно. Избегает прикасаться к предметам. «Брезгаю». Голос «кукольный». Речь ускоренна, сбивчива, говорит тонким детским голосом, слова порой неразборчивы. На вопросы отвечает правильно, по существу, но после значительной паузы. О себе говорит непоследовательно, путано. Мышление в замедленном темпе. Активно бредовых идей не высказывает. Обманы восприятия отрицает, поведением не выявляет. Считает, что психического расстройства у неё нет, на осмотр согласилась благодаря уговорам родителей. Критика к болезни отсутствует. Шуток не понимает вовсе. Сразу обижается. Психолог констатирует гру-

бые эмоционально-волевые нарушения. Диагноз консилиума: Шизофрения, простая форма. F20.6 PANSS: позитивные 21, негативные 30.

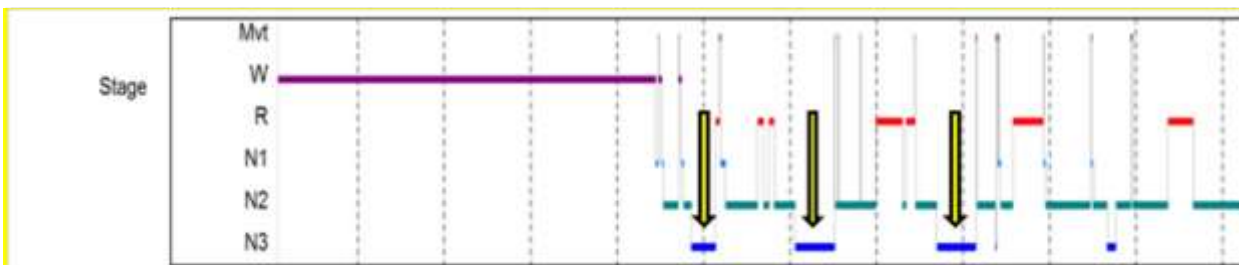
Первые два месяца крайне пассивная, вялая, безынициативная, ничем не интересуется, держится замкнуто, сохраняется повышенная «брезгливость», разговаривает детским тоненьким голосом, плохо спит. После третьего месяца ингаляций стала более активной, общительна, появились интересы, желания. Участвовала в общих мероприятиях, голос стал эмоциональнее и насыщеннее. Нормализовался сон. Стала тяготиться пребыванием в клинике, скучала по дому, появились планы на будущее. К новому 2018 году выписана недолеченная, но с улучшением. При выписке PANSS: позитивные 15, негативные 20.

Летом 2018 года приехала на контрольное обследование МРТ. Результаты МРТ оказались столь обнадеживающие, что пациентка вновь приглашена для продолжения эксперимента. За время ее отсутствия правила в клинике изменились, все выздоравливающие пациенты должны были брать на себя обязанности по уборке помещений и уходу за другими пациентами. «М» заявила, что у нее «два высших образования и унитаз за собой она чистить не собирается». По этой причине через 10 дней «М» прекратила участие в эксперименте и, не долечившись, покинула клинику. Тем не менее, результаты полисомнографии, МРТ и клинические показатели свидетельствуют о том, что достигнутое улучшение значительно.



Общая продолжительность сна 161 минута, латентный период сна (время засыпания) 224 минуты, латентность ФБС - 320 минут, эффективность сна 27% (норма более 85%). Сон представлен укороченными и незавершенными циклами, с нарушенной структурой (изменённое соотношение стадий и фаз сна). Значительно увеличено время бодрствования в период сна – 203 минуты (55%).

Рис. 14. Полисомнография пациентки «М» за 31 августа 2017 г.



Общая продолжительность сна 398 минут, латентный период сна (время засыпания) 262 минуты, латентность ФБС 42 минуты, эффективность сна 59% (норма более 85%), поддержание сна 97%. Идентифицируются 4 завершённых цикла сна длительностью 80-100 минут. Умеренно снижена продолжительность дельта-сна и ФБС. Усилена двигательная активность. В сравнении с обследованием 31.08.2017 отмечается положительная динамика: циклы сна хорошо выражены, имеют нормальную продолжительность, хотя сохраняется умеренная фрагментация стадий в 1-м цикле сна; несмотря на сохранившееся значительное увеличение времени засыпания (за счёт чего снижена эффективность сна), поддержание сна нормальное (97%).

Рис. 15. Полисомнография пациентки «М» за 14 декабря 2017 г.

Динамика МРТ пациентки «М». Три томограммы (снимки одинаковые по технологии и анатомической локализации) сделаны в течение лечения в

августе 2017 г. – слева, в декабре 2017 г. – посередине, в августе 2018 г. – справа.



Рис. 16. Пациентка «М». Зона ромбовидной ямки 4-го желудочка – глиоз (технология T2-ВИ, желтые стрелки указывают на очаги в области дна 4-го желудочка – в ходе лечения снижение интенсивности и размеров глиозных очагов в области дна 4-го желудочка (в проекции ядер ЧМН-нервов).

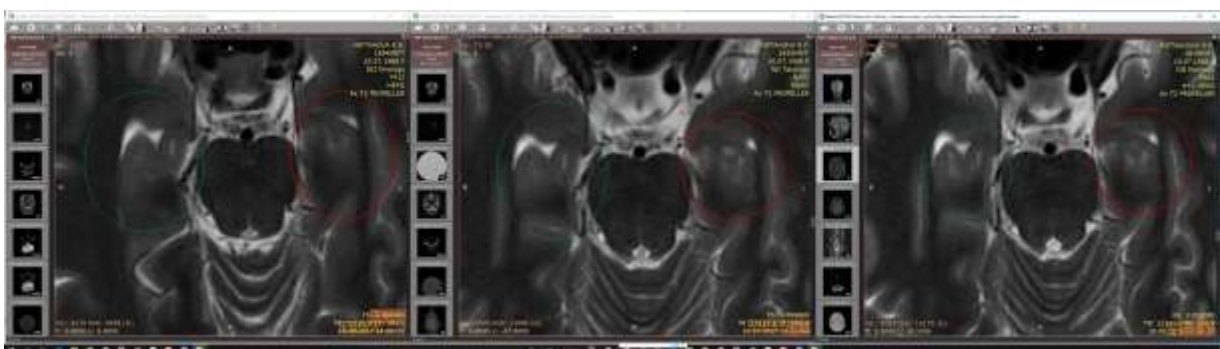


Рис. 17. Пациентка «М». Зоны правого и левого гипокамппов в области вершин нижних рогов боковых желудочков – глиоз (технология T2-ВИ, зоны обеих гипокампов в области вершин нижних рогов боковых желудочков выделены кругами, которых имеются очаги глиоза за счет расширения паравазальных пространств (Вирхова-Робина). В ходе лечения происходит уменьшение размеров и снижение интенсивности сигнала от очагов глиоза в зонах правого и левого гипокампов).



Рис. 18. Пациентка «М». Левая теменно-затылочная зона – глиоз (технология T2-ВИ, желтые овалы окружают зоны белого вещества в левой и правой теменно-затылочной области, там видны линейные белые вытянутые очаг – расширенные пространства Вирхова-Робина – за счет глиозных изменений. В ходе лечения видно снижение интенсивности и размеров глиозных очагов).



Рис. 19. Пациентка «М». Правая ножка мозга – глиоз (технология T2-ВИ, желтые стрелки указывают на очаги в правой ножке мозга – это расширенные пространства Вирхова-Робина – за счет глиозных изменений (особенно – на левой томограмме, в начале лечения). В течение лечения происходит выраженное снижение размеров и выраженности глиозных очагов).



Рис. 20. Пациентка «М». Рассасывание микрогеморрагических очагов (темные) в области обеих внутренних капсул на уровне базальных ядер (технология T2*-BOLD (SWAN), черные стрелки указывают на темные очаги скопления метаболитов гемоглобина (железа) в области обеих внутренних капсул на уровне базальных ядер. На левой томограмме (начало лечения) очаги расплывчатые, а в ходе лечения становятся «кольцеобразными», со светлым центром, где концентрация метаболитов гемоглобина снижается, т.е. идет ликвидация последствий микрогеморрагических кровоизлияний (на капиллярном уровне)).

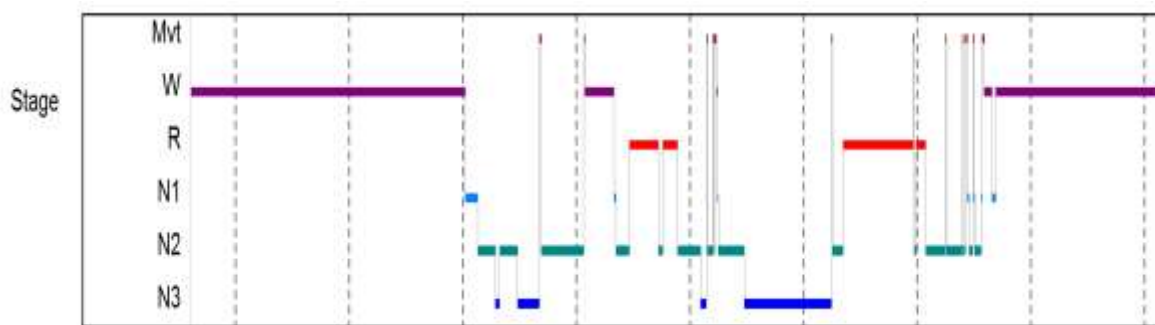


Рис. 22. Сентябрь 2018 г. Полисомнограмма пациента «Е».

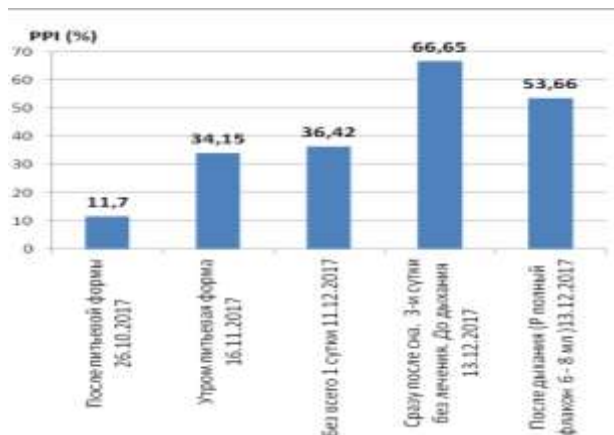


Рис. 21. Динамика (PPI). Пациентка «М».

Третий пациент «Е» в эксперименте с лета 2015 г. Заключение консилиума: Шизофрения. Простая форма. F20.6.

«Е» через месяц вынужден был прервать эксперимент по семейным обстоятельствам. Хотя клиническое улучшение было значительным, он будет описан кратко потому, что МРТ и полисомнограмма впервые были сделаны только в октябре 2018 г. Вот как пациент сам описывает своё состояние: «Я решил обратиться к психиатру по причине того что точно знал, что один из членов моей семьи болел шизофренией. Длительное время читал об этой бо-

лезни в интернете и обнаружил некоторые симптомы простой формы шизофрении в своём поведении: рассеянность внимания, социальная оторванность, слабоволие, апатия, частая бессонница, приступообразный психоз.

После одного месяца ингаляционного применения цитокинов почувствовал значительное улучшение в поведении, а именно стал более сосредоточенным, появилась уверенность в общении с людьми. Я уехал домой. Устроился на работу. Заочно закончил институт. Купил квартиру. Однако остаются сложности в общении, особенно с противоположным полом. Спустя три года, осенью 2018 г., вновь решил продолжить лечение».

Заключение:

Дельта сон представляет собой в значительной степени механический процесс направленного продвижения ликвора по околососудистым пространствам, движущим механизмом которого является скоординированное расширение и сжатие «ножек» астроцитов. Глимфатические каналы формируются в интерстиции при потере значительного объёма цитоплазмы «ножками» астроцитов (около 60%), преимущественно во время медленного сна. Поток тканевой жидкости приводится в движение вначале пульсацией пенетрирующих артерий и направлен, соответственно, из периартери-

ального пространства к перивенозному. Поскольку пульсация вен отсутствует, продвижение ликвора по перивенозным пространствам осуществляется групповым (доменным) увеличением и уменьшением объема «ножек» астроцитов, которое в свою очередь управляется изменением проницаемости аквапаринных каналов. Вывод продуктов метаболизма осуществляется при помощи формирования «скользящих астроглиальных муфт» на капиллярах и венах. Более половины глиоваскулярного объема муфт состоит из кассетно расположенных каналов аквапарина - 4.

Отличительной особенностью и основной причиной шизофрении является поражение системы управления проницаемостью мембран на «ножках» астроцитов. Нарушение регуляции аквапаринного насоса ведет к накоплению продуктов метаболизма без всякой возможности компенсации. К сожалению, никакие самые современные нейролептики его не восстанавливают.

Основным диагностическим критерием шизофрении в ближайшем будущем должны стать количественные и качественные показатели сна.

Накопленные нами данные позволяют утверждать что:

1. Ремиссия может быть такого качества и длительности, что установленный диагноз шизофрении после успешного применения цитокинов и восстановления физиологической структуры сна можно снять, а пациента несколько раз госпитализированного в прошлом – признать психически здоровым.

2. Для диагностики и наблюдения за динамикой шизофренического процесса в первую очередь следует использовать данные полисомнографии. После нескольких лет наблюдения за динамикой изменений параметров сна у тех пациентов, которым нам удалось вылечить (то есть без всякого поддерживающего лечения они имеют многолетнюю стойкую клиническую ремиссию с редукцией дефектной симптоматики), мы утверждаем, что нарушения сна играют в патогенезе шизофрении ведущую роль на всех её этапах от дебюта до исхода. Более того, специфические нарушения третьей и четвертой фазы медленного сна (точнее, их частичное или полное отсутствие) являются основной причиной наступления дефекта.

3. Как только нам удаётся добиться полноценного физиологического сна, слуховые и зрительные галлюцинации полностью исчезают. Появляется критика. Вслед за этим постепенно исчезает дефектная симптоматика. Восстанавливаются эмоции: вначале отрицательные, а через некоторое время положительные.

Литература:

1. Чуркин А.А., Матюшов А.Н. Практическое руководство по применению МКБ-10 в психиатрии и наркологии. М, 2010. С. 48-58.
2. Воронов А.И. Новый взгляд на патогенез и лечение шизофрении // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3. С. 64-72.
3. Braff D., Stone C., Callaway E. et al. Prestimulus effects on human startle reflex in normals and schizophrenics // Psychophysiology. 1978. Jul. V. 15, № 4. P. 339-343.
4. Kumari V., Das M., Zachariah E., Ettinger U., Sharma T. Reduced prepulse inhibition in unaffected siblings of schizophrenia patients // Psychophysiology. 2005. Sep. V. 42, № 5. P. 588-594.
5. Purves D., Augustine G.J., Fitzpatrick D., et al.. Why Do Humans and Many Other Animals Sleep? // Neuroscience. 2001. № 2. P. 122-128.
6. Goldman S.A., Maiken N. The Brain's Waste Disposal System May Be Enlisted to Treat Alzheimer's and Other Brain Illnesses // Scientific American. 2016 March. 1.
7. Кириченко Ю. и др. Щелевые контакты в составе нейро-глио-сосудистых ансамблей в колонках баррельной коры крыс // Цитология. 2018. Т. 60. С. 448.
8. Giaume C., Koulakoff A., Roux L., Holcman D., Rouach N. Astroglial networks: a step further in neuroglial and gliovascular interactions // Nat. Rev. Neurosci. 2010. № 11. P. 87-99.
9. Meshulam L., Galron R., Kanner S., et al. The role of the neuro-astro-vascular unit in the etiology of ataxia telangiectasia // Front. Pharmacol. 2012. № 3. P. 157.
10. Kalinowski A. Kryteria diagnostyczne i rokowanie w schizofrenii prostej // Psychiatria Polska. 1980. T. 14, № 5. S. 497-504.

NEGATIVE SYMPTOMS REDUCTION AFTER LONG-TERM CYTOKINES MIXTURE EXPOSURE IN PATIENT WITH THE SIMPLE FORM OF SCHIZOPHRENIA (EVIDENCE-BASED PSYCHIATRY)

A.I. Voronov¹, K.V. Puchkalo²,
K.A. Savin³, S.V. Yarosh⁴

¹Scientific Research Institute of Clinical immunology, Siberian Branch, Academy of Medical Sciences of Russia, Novosibirsk, Russia; voronov8888@yandex.ru

²Novosibirsk psychiatric hospital of the specialized type of intensive supervision, Russia

³City children's clinical hospital №1, Novosibirsk; Kostya_savin_88@mail.ru

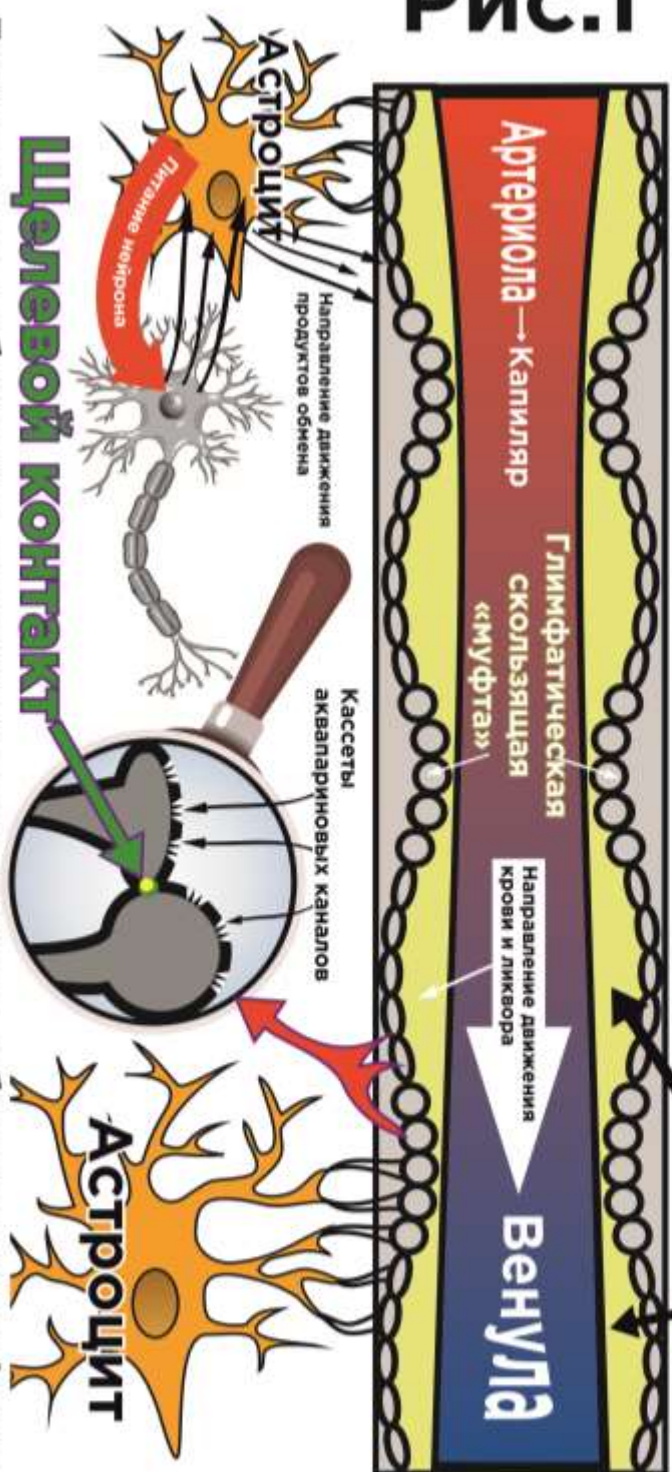
⁴“A1 Clinic” NIFI (Federal state budgetary scientific institution research Institute of physiology and fundamental medicine»); yarosh@physiol.ru

Using the long-term inhalation of cytokines mixture, we have reached the reduction of negative symptoms severity in patients with a simple form of schizophrenia. These clinical results confirmed by the positive dynamic of PSG and MRI data.

Keyword: simple form of schizophrenia, cytokines, defect reduction

Принципиальная схема работы (ГСБМ) глимфатической системы большого мозга, организующей дельта сон 0.5 – 2 герц. Прежнее название (ГЭБ) гематоэнцефалический барьер. **Ликвор**

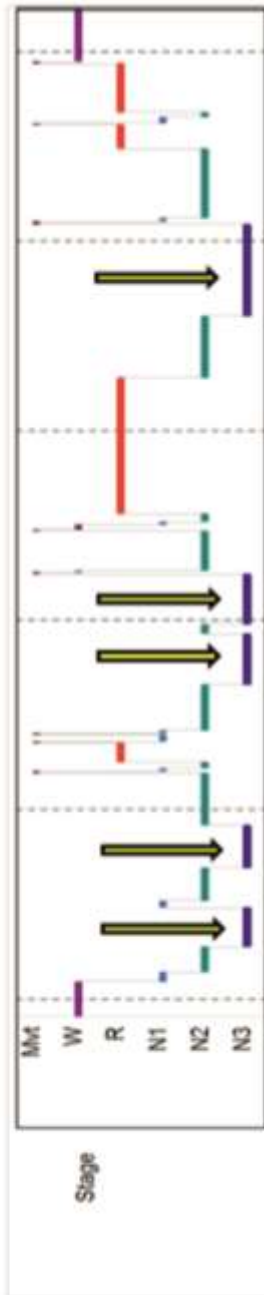
Рис.1



Групповое набухание «ножек» астроцитов образует «муфты», как бы скользящие друг за другом и «выдавливающие» ликвор из узкого околокапиллярного пространства. Непрерывный ток ликвора создает гармоничную работу аквапориновых каналов. Дисбаланс Тn1 и Тn2 цитокинов разрушает эту гармонию. Полонка дренарующего механизма дельта сна лежит в основе патогенеза шизофрении.

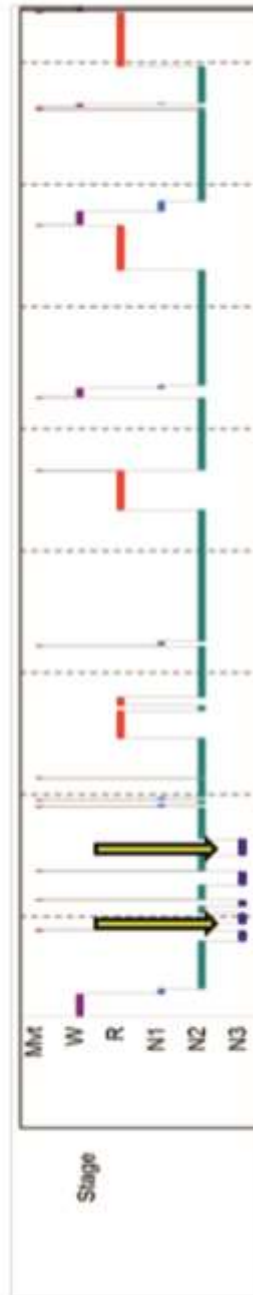
Приложение к статье: *Воронов А.И., Пухало К.В., Савин К.А., Ярош С.В.* Редукция (обратное развитие) дефектной симптоматики как результат длительного применения цитокинов на примере пациентов, страдающих простой формой шизофрении (доказательная психиатрия). С. 19-33.

Рисунок 2. График сна пациента «Х» без психической патологии с небольшими нарушениями ночного сна. Стрелки указывают на периоды дельта сна, обозначенного на графиках синим цветом.



Эффективность сна 89% (норма более 85%). Цикличность смены стадий и фаз сна сохранена, идентифицируется 3 завершённых цикла сна. Увеличена общая продолжительность дельта-сна и ФБС. Стадии сна умеренно фрагментированы. Стрелки указывают на периоды дельта сна.

Рис.№3 График сна пациента «К» страдающего паранойдной шизофренией. Стрелки указывают на периоды дельта сна, обозначенного на графиках синим цветом.



Эффективность сна 94% (норма более 85%). Все стадии и фазы сна представлены, идентифицируется 4 завершённых цикла сна. Дельта-сон наблюдается только в 1-м цикле, его общая продолжительность значительно снижена (6% при норме 22-24%), умеренно снижена продолжительность ФБС.

Выписывать пациента «К» рано потому, что дельта сон фактически отсутствует. Это означает торможение дренажной функции лимфатической системы, накопление в ЦНС продуктов метаболизма, псевдогаллюцинации, страхи, бред, который пациент скрывал. Почти сразу после теста у «К» случился развернутый приступ кататонического возбуждения.

Приложение к статье: *Воронов А.И., Пужало К.В., Савин К.А., Ярош С.В.* Редукция (обратное развитие) дефектной симптоматики как результат длительного применения цитокинов на примере пациентов, страдающих простой формой шизофрении (доказательная психиатрия). С. 19-33.

АНАЛИЗ ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ И СМЕРТНОСТИ ОТ РАКА ПИЩЕВОДА В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ В СРАВНЕНИИ С УРАЛЬСКИМ ФЕДЕРАЛЬНЫМ ОКРУГОМ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИЕЙ ЗА ПЕРИОД 2008-2017 ГГ.

*Д.З. Зайнетдинова, Н.М. Федоров,
Е.В. Загорчик*

Тюменский государственный медицинский университет

В статье рассматриваются основные вопросы эпидемиологии рака пищевода (РП) в Тюменской области (ТО), Российской Федерации (РФ) и Уральском федеральном округе (УрФО) за период 2008-2017 гг. Заболеваемость РП в ТО в 2008 г. составила 2,86 на 100 тыс. населения. В 2017 г. данный показатель увеличился в 1,5 раза и составил 4,17 на 100 тыс. населения. Количество пациентов, взятых на учет активно, возросло в 4,5 раза с 3% в 2008 г. до 13,2% в 2017 г. Выявление РП на ранних стадиях за прошедшие годы увеличилось в 3 раза с 6% в 2008 г. до 19% в 2017 г. Показатель одногодичной летальности уменьшился с 62,3% в 2008 г. до 57,8% в 2017 г. Смертность в ТО в 2008 г. составила 3,07 на 100 тыс. населения и 2,42 на 100 тыс. населения в 2017 г. Анализ статистических данных свидетельствует о повышении «грубых» показателей заболеваемости РП в ТО в 2017 г., что может быть связано с неблагоприятным направлением демографических процессов в популяции в связи с «постарением» населения. В то же время отмеченное снижение показателей смертности объясняется повышением уровня онкологической настороженности врачей общей лечебной сети, своевременным выявлением и адекватным лечением РП и уменьшением частоты ошибок в части оценки распространенности опухолевого процесса.

Ключевые слова: рак пищевода, эпидемиология, заболеваемость, смертность.

Рак пищевода (РП) является одной из наиболее частых причин смерти среди злокачественных новообразований (ЗНО) пищеварительного тракта. Данный вид рака входит в десятку «Мировых лидеров» среди новообразований с наихудшим прогнозом, занимая 6-е место в структуре онкологической заболеваемости мужской популяции и 11-е место среди женской популяции [2, 3, 7]. Страдают от РП в основном люди пожилого возраста, пик заболеваемости приходится на 56–60 лет. Среди всех солидных опухолей, данный рак отличается наибольшей летальностью во всем мире вследствие его агрессивного течения. Только у 56% пациентов с резектабельным РП общая 5-летняя выживаемость составляет 10%, а пятилетняя выживаемость среди оперированных больных – 18% [1, 8].

В Тюменской области эпидемиологический анализ онкологической ситуации проводится систематически [4, 6, 9]. Настоящая работа является частью этой системной работы.

Цель исследования: анализ заболеваемости и смертности от рака пищевода населения РФ, УрФО и ТО в 2008-2017 гг.

Материалы исследования:

1. Информационные бюллетени «О состоянии онкологической помощи в Тюменской области в 2008-2017 гг.»

2. Статистические сборники: «Состояние онкологической помощи населению России» в 2008-2017 гг., «Злокачественные новообразования в России (заболеваемость и смертность)» в 2008-2017 гг. [5, 10].

Результаты и обсуждение:

В 2017 г. в Российской Федерации впервые в жизни выявлено 8220 случаев РП (у мужчин – 6420, у женщин – 1800); в УрФО – 648 (у мужчин – 499, у женщин – 149); в ТО – 62 (у мужчин – 47, у женщин – 15).

Динамика «грубых» показателей заболеваемости злокачественными опухолями пищевода к 2017 г. в РФ составляла 5,60 случаев на 100 тыс. населения (9,43 на 100 тыс. населения среди мужчин и 2,29 на 100 тыс. населения среди женщин); в УрФО – 5,25 на 100 тыс. населения (8,67 на 100 тыс. населения среди мужчин и 2,26 на 100 тыс. населения среди женщин); в ТО – 4,17 на 100 тыс. населения (6,65 на 100 тыс. населения среди мужчин и 1,92 на 100 тыс. населения среди женщин), (рис. 1).

Показатель темпа прироста заболеваемости населения РП за анализируемый период составил в РФ +2,22%; в УрФО – +4,97%; в ТО – +4,83%.

Среднегодовой темп прироста заболеваемости в РФ составил +0,24%; в УрФО – +0,54%; в ТО – +0,52%.

Количество больных, активно выявленных при проведении профилактических осмотров по сравнению с 2008 г. к 2017 г. увеличилось в РФ с 3% до 13,2%; с 3,7% до 13,7% в УрФО; с 6,38% до 18,97% в ТО.

Анализируя данные за период с 2008 по 2010 гг. было выявлено, что показатель удельного веса больных с I стадией процесса по РФ, УрФО и ТО в используемых сборниках представлен вместе с показателем удельного веса больных со II стадией, что не позволяет разделить представленные данные по стадиям.

В РФ удельный вес больных с I-II стадиями ЗНО в 2008 г. составил 25,5%, в 2009 г. – 25%, в 2010 г. – 26,4%; в УрФО в 2008 г. данный показатель составил 27%, в 2009 г. – 32%, в 2010 г. – 30,8%; в ТО в 2008 г. – 32,6%, в 2009 г. – 36%, в 2010 г. – 31,1%.

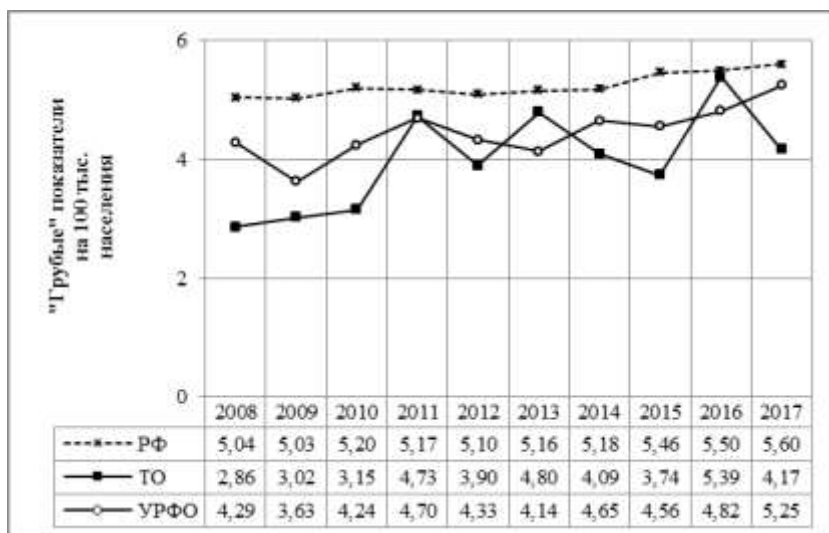


Рис. 1. Динамика заболеваемости населения раком пищевода в РФ, ТО и УрФО в 2008-2017 гг. (оба пола).

Удельный вес больных с I стадией ЗНО в РФ увеличился с 2,9% в 2011 г. до 6,8% в 2017 г; со II стадией – с 22,8% в 2011 г. до 26,1% в 2017 г.; с III стадией – уменьшился с 38,7% в 2008 г. до 34,5% в 2017 г.; с IV стадией – увеличился с 29,5% в 2008 г. до 29,8% в 2017 г.

Удельный вес больных с I стадией ЗНО в УрФО увеличился с 4,1% в 2011 г. до 7% в 2017 г.; со II стадией – уменьшился с 29,2% в 2011 г. до 25,8% в 2017 г.; с III стадией – уменьшился с 39,6% в 2008 г. до 30,6% в 2017 г.; с IV стадией – увеличился с 32,4% в 2008 г. до 34,5% в 2017 г.

Удельный вес больных с I стадией ЗНО в ТО увеличился с 6,3% в 2011 г. до 19% в 2017 г.; со II стадией – уменьшился с 37,5% в 2011 г. до 22,4% в 2017 г.; с III стадией – увеличился с 29,5% в 2008 г. до 41,4% в 2017 г.; с IV стадией – уменьшился с 32,6% в 2008 г. до 17,2% в 2017 г.

К 2017 г. удельный вес морфологически подтвержденных диагнозов в РФ достиг 93,5%, при этом в 2008 г. этот показатель составлял 79,8%; в УрФО: в 2008 г. – 80,8%, в 2017 г. – 94,7%; в ТО: в 2008 г. – 76,7%, в 2017 г. – 77,42%.

Доля больных, состоящих на учете в онкологических учреждениях 5 лет и более с момента установления РП от числа состоящих на учете на конец года в РФ увеличилась к 2017 г. до 56,4% по сравнению с 2008 г., где данный показатель составлял 30,9%; в УрФО эта цифра выросла с 24,9% до 54,6%.

В ТО же доля больных, состоящих на учете в онкологическом учреждении к 2017 г. составляла 25,53%, при этом в 2008 г. данный показатель составлял 24,56% (рис. 2).

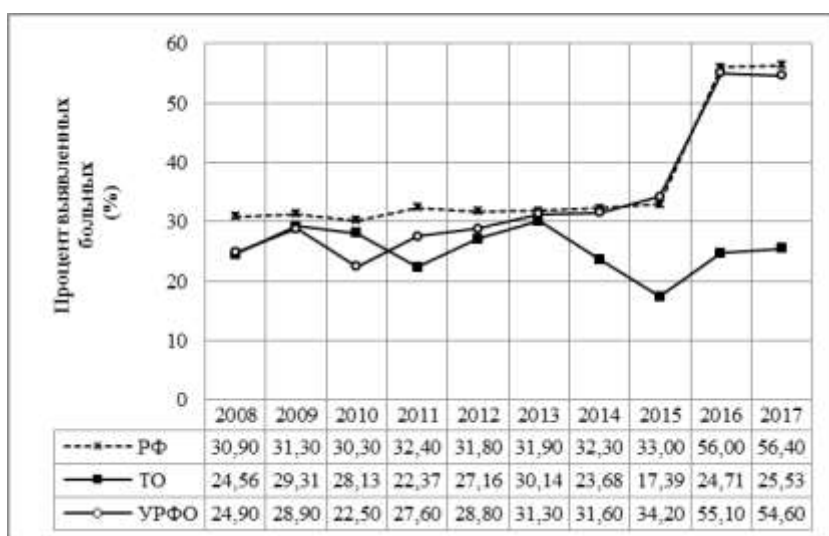


Рис. 2. Доля больных, состоящих на учете в онкологических учреждениях 5 лет и более с момента установления рака пищевода, от числа состоящих на учете на конец отчетного года в РФ, ТО и УрФО.

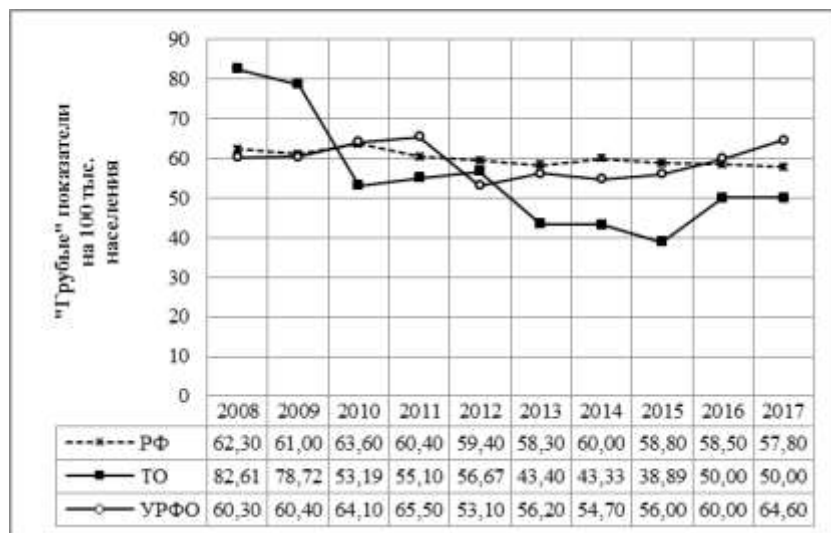


Рис. 3. Динамика одногодичной летальности населения от рака пищевода в РФ, ТО и УрФО в 2008-2017 гг.

За рассматриваемый период отмечается снижение показателя летальности больных от РП в течение года с момента установления диагноза: в РФ данный показатель снизился к 2017 г. с 62,3% до 57,8%; в ТО – с 82,61% до 50%. В УрФО же показатель одногодичной летальности увеличился с 60,3% в 2008 г. до 64,6% в 2017 г. (рис. 3).

За период с 2008 по 2017 гг. в ТО были взяты на учет пациенты с диагнозом D00 (рак in situ пищевода): в 2008 г. было взято на учет 2 человека (3,45%), в 2009 г. – 3 (4,05%), в 2010 г. – 3 (3,26%), в 2011 г. – 6 (6,45%), в 2012 г. – 4 (3,67%), в 2013 г. – 5 (4,24%), в 2014 г. – 7 (4,35%), в 2015 г. – 10 (6,85%), в 2016 г. – 7 (5,78%), в 2017 г. – 2 (1,96%). Всего за данный промежуток времени было взято на учет 49 человек (4,56%).

Динамика «грубых» показателей смертности к 2017 г. в РФ составляла 4,7 случаев на 100 тыс.

населения (8,08 на 100 тыс. населения среди мужчин и 1,78 на 100 тыс. населения среди женщин); в УрФО – 4,4 на 100 тыс. населения (7,3 на 100 тыс. населения среди мужчин и 1,88 на 100 тыс. населения среди женщин); в ТО (учитываются лишь данные по обоим полам) – 2,42 на 100 тыс. населения (рис. 4).

Показатель темпа прироста смертности населения от РП за анализируемый период составил в РФ +0,55%; в УрФО – +2,84%; в ТО – -3,08%.

Среднегодовой темп прироста в РФ составил +0,06%; в УрФО – +0,31%; в ТО – -0,35%.

Важным показателем является отношение одногодичной летальности к запущенности (IV ст.) предыдущего года, который свидетельствует о частоте ошибок в части оценки распространенности опухолевого процесса у больного и недостатках учета.

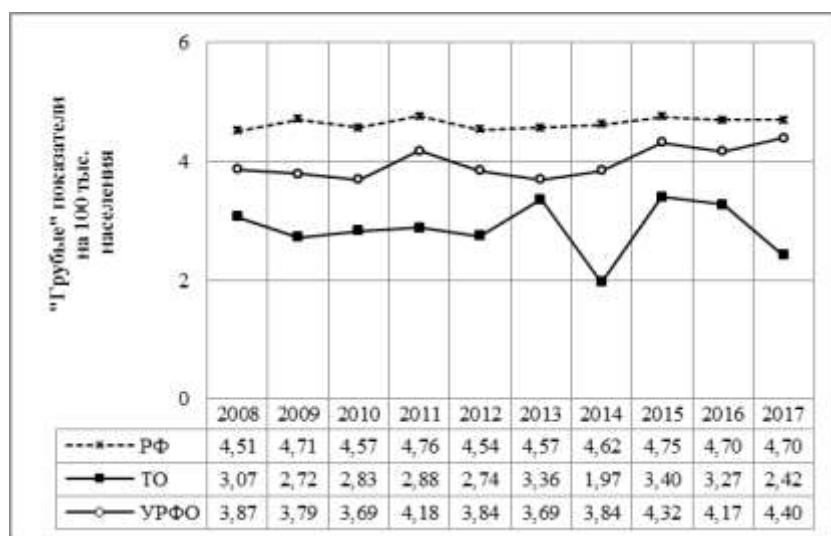


Рис. 4. Динамика смертности населения от рака пищевода в РФ, ТО и УрФО в 2008-2017 гг. (оба пола).

По Российской Федерации данный показатель уменьшился с 2,15 в 2008 г. до 1,89 в 2017 г.; в Уральском федеральном округе – с 2,41 в 2008 г. до 2,11 в 2017 г.; в Тюменской области – с 2,79 в 2008 г. до 1,65 в 2017 г.

Выводы:

Таким образом, проведенный анализ показал актуальность проблемы РП для ТО. Это обусловлено ростом показателей заболеваемости населения данной патологией, относительно умеренной положительной динамикой пятилетней выживаемости и уменьшением удельного веса морфологически верифицированных диагнозов.

К положительным тенденциям можно отнести снижение в динамике доли больных, выявленных в III-IV стадиях заболевания, а также снижение показателей одногодичной летальности и смертности населения от ЗНО.

Указанное выше требует совершенствования организации работы онкологической службы Тюменской области: повышение уровня насыщенности врачей общей лечебной сети в отношении злокачественных опухолей пищевода и адекватное их лечение.

Литература:

1. Абзалбек Е.Ш., Даулетбаев Д.А., Макимбетов Э.К. Глобальные тренды заболеваемости и смертности при раке пищевода (Обзор литературы) // Вестник КРСУ. 2017. Т. 17, № 10. С. 107-109.
2. Абзалбек Е.Ш., Даулетбаев Д.А., Макимбетов Э.К. Эпидемиология рака пищевода в Акмолинской области Республики Казахстан // Вестник КРСУ. 2018. Т. 18, № 2. С. 99-100.
3. Гэрэлээ Хатанбаатар, Байков В.В. Этиология и факторы риска пищевода // Сибирский медицинский журнал. 2011. № 7. С. 8-10.
4. Зырянов А.В., Федоров Н.М., Зотов П.Б., Налётов А.А., Бурханова Л.А., Смирнов В.О., Абалканова М.М. Заболеваемость и смертность от злокачественных новообразований населения Тюменской области в 2016 году // Тюменский медицинский журнал. 2017. Т. 19, № 2. С. 55-59.
5. Каприн А.Д., Старинский В.В., Петрова Г.В. Состояние онкологической помощи населению России в 2008-2017 гг. // Статистические сборники. МНИОИ им. П.А. Герцена. 2008-2017. М., 2018. С. 124-127.
6. Кудряков А.Ю., Елишев В.Г., Зуев В.Ю., Гайсин Т.А., Гайсина Е.А., Зотов П.Б., Федоров Н.М., Е.Б., Подгальная, Зотин Ю.С. О состоянии онкологической помощи в Тюменской области за 2017 год: информационный бюллетень. Тюмень, 2018. 46 с.
7. Писарева Л.Ф., Одинцова И.Н., Ананина О.А. и соавт. Заболеваемость раком пищевода в Томской области // Сибирский онкологический журнал. 2014. Т. 1, № 61. С. 33-34.
8. Прохорова А.П., Ощепков В.Н., Ракитин С.А. Эпидемиологическая характеристика больных раком пищевода, проходивших лечение на базе ГАУЗ ТО «МКМЦ «Медицинский город» в г. Тюмень за период 2013-2016 год // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 70. С. 13-14.
9. Ральченко Е.С., Книга М.Ю. Некоторые показатели онкологической заболеваемости на юге Тюменской области // Научный форум. Сибирь. 2016. Т. 2, № 1. С. 55-56.
10. Чиссов В.И., Старинский В.В., Петрова Г.В. Злокачественные новообразования в России (заболеваемость и смертность) в 2008-2017 гг. // Статистические сборники. МНИОИ им. П.А. Герцена. 2008-2017. М., 2018. С. 110-111, 211-212.

ANALYSIS OF MORBIDITY AND MORTALITY FROM ESOPHAGEAL CANCER IN THE TYUMEN REGION IN COMPARISON WITH THE RUSSIA AND THE URAL FEDERAL DISTRICT FOR THE PERIOD FROM 2008 TO 2017

N.M. Fedorov, D.Z. Zainetdinova, E.V. Zagorchic

Tyumen State Medical University, Russia

The article deals with the main issues of the epidemiology of esophageal cancer in the Tyumen region, the Russian Federation and the Ural Federal district for the period from 2008 to 2017. The incidence of esophageal cancer in 2008 was 2.86 per 100,000 population. This indicator was increased by 1.5 times and amounted to 4.17 per 100,000 population in 2017. The percentage of patients detected at prophylactic examinations also was increased by 4.5 times (from 3% in 2008 to 13.2% in 2017). Detection of esophageal cancer in the early stages over the past years was increased from 6% in 2008 to 19% in 2017. The one-year mortality rate was decreased from 62.3% in 2008 to 57.8% in 2017. Mortality from esophageal cancer in the Tyumen region was decreased and was 3.07 per 100,000 population in 2008 and 2.42 per 100,000 population in 2017. The analysis of statistical data indicates an increase in "gross" incidence rates of esophageal cancer in the Tyumen region in 2017, which may be due to the unfavorable direction of demographic processes in the population due to the "aging" of the population. At the same time, the marked decrease in mortality rates is explained by an increase in the level of oncological alertness of general practitioners, timely detection and adequate treatment of esophageal cancer and a decrease in the frequency of errors in assessing the prevalence of the tumor process.

Keywords: esophageal cancer, epidemiology, morbidity, mortality

ИННОВАЦИИ В ДИАГНОСТИКЕ, ЛЕЧЕНИИ, ПРОГНОЗИРОВАНИИ И ПРОФИЛАКТИКЕ ТУБЕРКУЛЕЗА

П.К. Яблонский

Санкт-Петербургский НИИ фтизиопульмонологии, г. Санкт-Петербург, Россия
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Сведения об авторе:

Яблонский Петр Казимирович – доктор медицинских наук, профессор, Директор ФГБУ «Санкт - Петербургский НИИ фтизиопульмонологии» МЗ РФ (191036, Санкт-Петербург, Лиговский пр., д. 2-4); декан медицинского факультета, заведующий кафедрой госпитальной хирургии Санкт-Петербургского государственного университета (199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия В.О., д. 8а); тел.: (812) 775-75-55; e-mail: glhirurgb2@mail.ru; SPIN-код в e-library: 3433-2624

В статье описаны результаты современных инновационных разработок ФГБУ «СПб НИИФ» Минздрава России, в которых решены многие актуальные вопросы фтизиатрии. Освещены вопросы профилактики и диагностики туберкулезной инфекции на основе комплексной оценки факторов риска и прогностических критериев эффективности лечения специфического процесса различной локализации с учетом особенностей макро и

микроорганизма. Одно из важных направлений исследований посвящено патофизиологическим аспектам оптимизации лечения туберкулеза легких с учетом коморбидности и клинических особенностей специфического процесса. Определены подходы к диагностике, лечению, прогнозированию исходов и профилактике осложнений в хирургии внелегочного туберкулеза и дифференцируемых заболеваний. Фундаментальная часть научных разработок представлена доклиническими исследованиями биомедицинских клеточных продуктов и наноструктурированных материалов для профилактики и лечения туберкулеза.

Ключевые слова: туберкулез легких, внелегочный туберкулез, микобактерии, микробиология, доклинические исследования, эксперимент

За последние годы проблема диагностики туберкулеза не стала менее актуальной. Туберкулезная инфекция продолжает оставаться одной из наиболее распространенных и опасных инфекций человека [2, 9, 13].

В последнее десятилетие 20 века стала очевидна актуальность проблемы ТБ в сочетании с ВИЧ-инфекцией, которые можно рассматривать как два взаимовлияющих друг на друга заболевания. Сходство отдельных звеньев патогенеза, вовлечение в эпидемиологический процесс одних и тех же групп риска, высокая инфицированность МБТ населения обуславливают крайне неблагоприятное течение туберкулеза [10, 16, 41, 47].

До настоящего времени ранняя диагностика туберкулеза у пациентов с ВИЧ-инфекцией представляет существенные трудности в связи с нетипичным его течением, остро прогрессирующим характером с высокой склонностью к генерализации, достигающей 70%. В частности, трудности лучевой диагностики туберкулеза у пациентов с ВИЧ-инфекцией обусловлены широким спектром легочной патологии со схожими рентгенологическими проявлениями, а также сочетанием его с рядом других заболеваний, имеющих схожую рентгенологическую симптоматику [8, 17, 18, 40].

В настоящее время IGRA-тесты (interferon gamma release assay) признаются золотым стандартом в диагностике туберкулезной инфекции, однако данные об его информативности у пациентов с иммунодефицитом остаются спорными [16]. Сравнение информативности тестов проводилось в международных исследованиях, однако в Российской Федерации до 2012 г. опыта применения тестов не было.

Наряду с повышением уровня раннего выявления туберкулеза, как у взрослых, так и у детей особую проблему вызывает лечение заболевания. В настоящее время уделяется особое внимание лечению туберкулеза как с сохраненной лекарственной чувствительностью к противотуберкулезным препаратам, так и с лекарственной устойчивостью.

Общая эффективность лечения туберкулеза за последние годы остается низкой [35, 45, 51, 54].

Лечение туберкулеза с лекарственной устойчивостью микобактерий тем сложнее, чем шире спектр лекарственной устойчивости возбудителя и больше распространенность поражения легких. Применение стандартных режимов химиотерапии у пациентов с наличием ЛУ МБТ в случае рецидива заболевания позволяет добиться эффекта не более чем в половине случаев. Развитие побочных нежелательных реакций на фоне проведения стандартных схем химиотерапии усложняет и снижает эффективность лечения [4, 34].

Следует отметить, что сегодня для получения адекватного ответа на лечение необходимо учитывать не только лекарственную устойчивость возбудителя, но и биохимические характеристики макроорганизма. Одним из ключевых ферментов пуринового метаболизма являются аденозиндезаминаза (АДА) и экто-5'-нуклеотидаза (5'-НК), которые регулируют уровень аденозина, играющего важную роль в регуляции клеточного иммунитета. В этой связи АДА рассматривается в качестве маркера напряженности иммунного ответа. Участие в нем принимают все три изофермента аденозиндезаминазы – АДА-1, АДА-2 и АДА – в комплексе с протеином (АДАсп), идентифицированная как дипептидилпептидаза IV (DPPIV) и являющаяся высокоспецифичной сериновой протеиназой, присутствующей в качестве эктоэнзима на различных клетках [48].

Среди факторов, определяющих неэффективность лечения, важное место занимает коморбидная патология [20, 43]. Сочетание ТБ с ВИЧ - инфицированием, сахарным диабетом, алкоголизмом, язвенной болезнью и наиболее значимыми во фтизиатрии поражениями печени широко обсуждаются во фтизиатрическом сообществе [44].

Хроническая обструктивная болезнь легких (ХОБЛ) также является одной из самых частых сопутствующих патологий у пациентов с туберкулезом легких (ТЛ). Дополнительным фактором неблагоприятного течения ТЛ у больных ХОБЛ является лечение кортикостероидами [14, 49]. В ближайшие годы риск сочетания этих двух взаимоотягощающих заболеваний будет только расти. Таким образом, сочетание ТЛ и ХОБЛ становится все более актуальной проблемой в связи с дополнительными трудностями в лечении сочетанной патологии, что придает этой проблеме статус медико-социальной проблемы национального здравоохранения.

Национальной Ассоциацией Фтизиатров и Ассоциацией торакальных хирургов России разработаны и утверждены национальные клинические рекомендации по применению хирургического метода лечения у пациентов с туберкулезом легких. Документальное обоснование показаний к оперативному лечению у данной категории пациентов получило и мировое сообщество [52, 53, 55]. Однако большин-

ство публикаций, проанализированных при подготовке указанных документов, носят ретроспективный характер [6, 21, 50]. Это свидетельствует об актуальности проведения проспективных исследований, отвечающих критериям доказательной медицины.

Довольно большую проблему во фтизиатрии составляет костно-суставной туберкулез, особенностью которого является низкий уровень бактериологической доказательности диагноза [3, 39]. Почти у половины пациентов диагноз «устанавливают» только клинично-лучевыми методами. Применение современных методов молекулярно-генетической и патоморфологической диагностики (сполиготипирование, иммунофлюоресцентная микроскопия, иммуногистохимия) повышают уровень доказательности диагноза, а при раннем получении патологического материала при диагностической биопсии – обеспечивают своевременное по срокам и адекватное по режиму противотуберкулезное лечение, что снижает риск формирования лекарственной устойчивости МБТ и осложнений позднего лечения [23, 26].

Частота инфекционных осложнений «больших» ортопедических операций на осевом скелете и крупных суставах (реконструкций, протезирования) традиционно занижена в отечественной медицинской литературе по сравнению с зарубежными данными, а при инфекционной патологии скелета – вообще не учитывается, что не позволяет выработать стратегию их профилактики [7, 24, 32, 36].

Более половины больных спондилитом страдают нейрогенными расстройствами органов малого таза. Благодаря проведению комплексных нейроурологических исследований пациентов с нейрогенными осложнениями туберкулезных спондилитов и остеомиелита позвоночника показаны ограниченные возможности сакральной стимуляции при традиционно декларируемых параметрах стимуляции [25]. Обоснована перспективность дальнейших исследований нейростимуляционной коррекции нарушений уродинамики с воздействием на разные зоны спинного мозга [28].

В последнее время все больше клиницистов обращают внимание на фундаментальные исследования, это касается и фтизиатрии. Основным подходом к эффективному контролю распространения туберкулеза [31] является профилактическая вакцинация, направленная на предотвращение развития открытых форм заболевания и реактивации латентных очагов эндогенной инфекции. Эффективность единственной противотуберкулезной вакцины БЦЖ (BCG, *Bacillus Calmette-Guerin*), являющейся живым аттенуированным штаммом *Mycobacterium bovis*, далеко не совершенна и ограничена ранним детским возрастом [1, 5].

В последние годы проводится активная разработка схем гетерологичной вакцинации в режиме

«прайм-буст», направленных на поддержание и усиление БЦЖ-опосредованного Т-клеточного ответа. В качестве «буст» вакцин в нашем исследовании использованы три векторные вакцины на основе аттенуированных рекомбинантных штаммов вируса гриппа, экспрессирующих микобактериальные антигены различных фаз жизненного цикла микобактерий (ESAT-6, TB10.4, HSPX, Ag85A). Эффективность этих вакцинных кандидатов при профилактической иммунизации экспериментального туберкулеза у мышей по данным предыдущих серий опытов была на уровне, либо выше стандартной вакцины БЦЖ [15, 42].

Множество людей по всему миру страдают от заболеваний мочевого пузыря (МП). Наиболее тяжелый контингент составляют больные с так называемым малым МП [19, 46]. Ригидность мочевого пузыря или снижение ее растяжимости вследствие фиброза может быть вызвано целым рядом причин: туберкулез МП, интерстициальный цистит, нейрогенный МП, бильгарциоз, лучевой цистит, длительно нефункционирующий МП у больных, перенесших операции по отведению мочи. Туберкулез мочевого пузыря является одним из самых тяжелых осложнений нефротуберкулеза, которое плохо поддается лечению. Мочевой пузырь вовлекается в патологический процесс в 10-45,6% случаев у больных туберкулезом почек [27]. В ряде случаев происходит тотальное сморщивание мочевого пузыря, который чрезвычайно трудно поддается существующим методам лечения, при этом возникает необходимость хирургического лечения. Существующие способы профилактики этого состояния на сегодняшний день далеки от совершенства [29, 37]. Поэтому имеется настоятельная необходимость в разработке новых методов хирургической профилактики малого мочевого пузыря туберкулезной этиологии.

Появление метода селективной клеточной трансплантации для создания ткани мочевого пузыря явилось важным и перспективным открытием [30]. Возрастающий интерес к замещению и регенерации органов неизбежно приводит к развитию и внедрению в практику новых технологий. Применение в урологии методов регенеративной медицины и тканевой инженерии может способствовать улучшению результатов лечения многих патологических состояний [33].

Мировой опыт применения аллогенных МСК для репарации МП на сегодняшний день, не считая наших данных, представлен единичными экспериментальными исследованиями [56, 57].

Актуальной проблемой современной ортопедии является создание имплантатов, в наибольшей степени отвечающих анатомо-биомеханическим требованиям отдельных сегментов опорно - двигательного аппарата, и их надежная фиксация в костной ткани. Важными характеристиками имплантатов,

которые будут соответствовать необходимости сохранения и продления качественной жизни являются безопасностью для человека и длительный срок эксплуатации устройства [23, 38].

Применяемые в травматологии титановые конструкции (эндопротезы, кейджи и меши) обладают прочностными характеристиками, однако на границе «кость-имплантат» образуется полимерная пленка, которая не позволяет интегрироваться титановому импланту в костную ткань и нередко приводит к его нестабильности. Для улучшения интеграции на границе «кость-имплантат» возможно применение титановых имплантатов с разнообразной обработкой их поверхности текстурированными и нанотехнологическими покрытиями [22].

В структуре клинических форм внелегочного туберкулеза особое место занимает туберкулез женских половых органов, поскольку наблюдается преимущественно (80%) в репродуктивном возрасте, у женщин от 20 до 40 лет [12] и выявляется в основном на стадии выраженного рубцово-спаечного процесса, зачастую в связи с обследованием по поводу трубно-перитонеального бесплодия. Современная противотуберкулезная полихимиотерапия в сочетании с патогенетическими методами лечения приводит к восстановлению проходимости маточных труб только в 12,6% случаев, а восстановление фертильности отмечается лишь в 19-30 % случаев [11, 12]. Поэтому имеется необходимость дальнейшего совершенствования лечебных мероприятий, направленных на поиск путей восстановления проходимости маточных труб и необратимого повреждения эндометрия, развивающихся как исход туберкулеза женских гениталий.

В настоящее время проблема лечения урогенитального туберкулеза приобретает еще более живой интерес в обстановке широкого распространения лекарственно устойчивых патогенных микроорганизмов, когда на повестке дня остро стоит поиск новых нетрадиционных средств лечения туберкулеза и других инфекционных болезней.

Согласно современным представлениям, физиологическая регенерация тканей взрослого организма и их репарация в случае повреждения осуществляются при непосредственном участии низкодифференцированных клеток-предшественников или стволовых клеток. Мезенхимальные стромальные клетки считают наиболее перспективным инструментом в клеточной и тканевой инженерии [30, 33, 56, 57]. Внедрение клеточных технологий в клиническую практику для восстановительного лечения поврежденных органов можно по праву отнести к одним из наиболее значимых событий XX века.

Исходя из изложенного разработку и экспериментальное обоснование технологий на основе биомедицинских клеточных продуктов и наноструктурированных материалов для специфической

профилактики и лечения туберкулеза представляется крайне актуальной и целесообразной.

Результаты разработок ФГБУ «СПб НИИФ» Минздрава России.

Таблица 1

Показатели информативности иммунологических методов в диагностике туберкулеза на фоне ВИЧ-инфекции (%)

Методы диагностики	ДЧ	ДС	ДЭ
Проба Манту с 2 ТЕ	15,3	31,1	23,2
Проба с АТР	11,9	87,9	49,9
QFT	61,3	86,2	73,8
ELISPOT	69,1	89,7	79,4

Проведено изучение показателей информативности иммунологических тестов у пациентов с туберкулезом и ВИЧ-инфекцией (табл. 1). Как представлено в табл. 1, диагностическая чувствительность и эффективность IGRA-тестов (ELISPOT, QFT) в диагностике туберкулеза на фоне ВИЧ-инфекции существенно выше, чем у тестов *in vivo* (проба с АТР и пр. Манту с 2 ТЕ).

Анализ данных 30-летнего мониторинга резистентности по клиникам ФГБУ «СПб НИИФ» Минздрава России показал, что суммарная ЛУ при ТЛ увеличилась в 1,3 раза, МЛУ+ШЛУ МБТ почти в 3 раза (2,9), при ВТ суммарная ЛУ – в 2 раза, а МЛУ+ШЛУ МБТ – в 6,6 раз. Проведено изучение эффективности лечения туберкулеза с множественной и широкой лекарственной устойчивостью с применением нового противотуберкулезного препарата Перхлорон® (Трр) (тиоуреидоиминометилпиридиния перхлората), который является одним из российских достижений в области создания лекарственных препаратов для лечения туберкулеза. Отмечено, что прекращение бактериовыделения и закрытие полостей распада через два месяца терапии достоверно чаще наблюдалось в группе, получавшей в схеме лечения Трр, чем в группе стандартной химиотерапии (64,2% (I) против 44,1% (II), $p < 0,05$ и 28,5% против 14,7%, где $\chi^2 = 4,01$ соответственно, $p < 0,05$). Далее в контрольных точках обследования достоверной разницы по критерию «закрытие полостей распада» в группах сравнения выявлено не было.

Проведен анализ отдаленных результатов лечения 57 пациентов, страдающих двусторонним туберкулезом легких с широкой лекарственной устойчивостью микобактерий. Внедрение хирургического этапа в процесс лечения таких больных продемонстрировало высокую эффективность с возможностью достижения прекращения бактериовыделения до 95,5% [50, 52, 53, 55].

У 105 пациентов с туберкулезом легких (29 с фиброзно-кавернозным туберкулезом (ФКТ) и 76 – с впервые выявленным инфильтративным туберкулезом легких (ИТЛ)) проведен анализ показателей пуринового метаболизма (табл. 2).

Таблица 2
Показатели пуринового метаболизма в сыворотке крови у больных ФКТ и ИТЛ

Показатели	Группы (M±m) (%)		
	референсная	больные ФКТ n=29	Больные с ИТЛ n=79
АДА, ед/л	14,1±0,24 14,1(10,7-18,3)	19,34±1,65* 17,5(7,2 -48,2)	18,8±0,5* 17,3(7,8-55,5)
АДА-1, ед/л	3,27±0,16 3,33 (1,0-5,8)	2,71±0,46* 2,05 (0-10,3)	2,9±0,1* 2,7 (0-8,8)
АДА-2, ед/л	10,97±0,24 11,2 (7,6-16,3)	16,63±0,5* 15,2 (5,4-40,1)	15,9±0,47* 14,4 (5,9-51,3)
5'-НК, нг/мл	0,23±0,09 0,06 (0-0,7)	0,91±0,17* 0,8 (0-3,5)	0,94±0,15* 0,73 (0,01-2,4)

Примечание: * – различия значимы по сравнению с референсной группой

Как видно из табл. 2, у больных ФКТ и ИТЛ по сравнению с референсной группой отмечено однонаправленное изменение показателей АДА в сыворотке крови: рост активности АДА за счет увеличения АДА-2 при снижении активности АДА-1.

Для определения наличия и характера коморбидной патологии проанализированы истории болезней 924 пациентов с верифицированным туберкулезом легких. В структуре сопутствующих заболеваний лидирующее положение занимала хроническая обструктивная болезнь легких (33%). Доля больных с наличием ХОБЛ различалась при разных формах ТЛ, увеличиваясь при хроническом течении

специфического процесса от 18% у больных ИТ до 42% при ФКТ.

Практически по всем показателям группа больных ТЛ, имеющих коморбидность в виде ХОБЛ отличалась от группы пациентов без сопутствующей бронхолегочной патологии (табл. 3).

В среднем в группе обследованных с ХОБЛ наблюдались умеренные нарушения ПДП, а в группе без ХОБЛ ПДП находилась на нижней границе физиологической нормы.

Изучена зависимость изменений показателей протеиназно-ингибиторной системы с данными КИФВД у пациентов ТЛ и ХОБЛ и без сопутствующей патологии. Значимых различий по средним значениям ферментативного уровня всех протеиназ в зависимости от наличия ХОБЛ или его тяжести установлено не было (табл. 4).

Во всех случаях установлен повышенный уровень ММП-1, ММП-8 и ММП-9, снижение МГ. ТИМП-1 у пациентов без ХОБЛ не отличался от референтного уровня, при наличии ХОБЛ был повышен. Нарушение баланса ММП/ингибиторы установлено независимо от ХОБЛ, но при его наличии увеличение ферментативной активности более выражено.

При анализе ферментов оксидативно - нитрозирующего стресса у больных ТЛ, по сравнению с референтной группой, выявлено снижение базального уровня НСТ-тест мононуклеаров.

Таблица 3

Параметры проходимости дыхательных путей по данным КИФВД (M, 95% ДИ)*

Параметры	ТЛ и ХОБЛ, n=302	ТЛ без ХОБЛ, n=622
ОФВ ₁ , л – после бронхолитика	2,8 (2,7-2,9)	3,5 (3,4-3,5)
ОФВ ₁ , % должной – после бронхолитика	75,5 (72,5-78,5)	96,2 (94,4-98,7)
ОФВ ₁ /ФЖЕЛ, % - после бронхолитика	66,9 (65,4-68,4)	82,9 (82,2-83,6)
Прирост ОФВ ₁ после бронхолитика, л	0,19 (0,17-0,21)	0,13 (0,12-0,14)
МОС ₅₀ , % долж.	39,7 (36,5-42,8)	72,7 (70,4-75,0)
СОС ₂₅₋₇₅ , % долж.	37,4 (34,4-40,6)	69,9 (67,5-72,4)
Rin, кПа/л/с	0,31 (0,29-0,34)	0,24 (0,22-0,25)
Rex, кПа/л/с	0,52 (0,48-0,56)	0,37 (0,35-0,39)

Примечание: * – p<0,05

Таблица 4

Маркеры деструкции при ТЛ в зависимости от наличия ХОБЛ

Показатели	Референтный уровень	Без ХОБЛ		ХОБЛ	
		1	2 (все с ХОБЛ)	3 (ХОБЛ 1 ст.)	4 (ХОБЛ 2 ст.)
ЭЛ	173	195,6*	195,6*	195,6*	168 (3-4)
ММП-1	2,13	4,71*	4,89*	3,9	5,96*
ММП-8	11,5	29,82*	41,32*	32,85*	48*
ММП-9	71,9	1669,32*	1911,9*	1766*	1961*
ТИМП-1	812	831,4	935,38*	909,29	951,48*
МГ	2,3	2,1*	1,85*	1,8*	1,8*
ПИ	1,5	1,86*	1,89*	1,86*	2,1*
ММП-9/ТИМП-1	0,41	7,86*	9,39*	8,76*	12,97*
ЭЛ/ ПИ	0,42	124,88*	103,06*	108,64*	74,96*

Примечание: * p <0,05

Несмотря на то, что средние значения индуцированного НСТ-теста определялись в пределах референтного диапазона, у 42% больных данный тест превышал пороговый уровень ($>X+\sigma$). Функциональный резерв мононуклеаров при ТЛ был в 1,5 раза выше, чем в референтной группе. Уровни оксидативного стресса нейтрофилов у больных ТЛ определялись выше референтного диапазона. Концентрация оксида азота (NO) в сыворотке и генерация его мононуклеарами и нейтрофилами у больных ТЛ была снижена. При этом, если в сыворотке уровень NO был ниже пороговой величины ($<X-\sigma$) в среднем у 54% больных, то в мононуклеарах – у 83%, а в нейтрофилах – у 96%.

Анализ осложнений хирургического лечения проводили по классификации Korst R.J. с соавт. Больные были разделены на две альтернативные группы по признаку наличия или отсутствия интра- и послеоперационных осложнений, а также с учетом коморбидного фона виде ХОБЛ (табл. 5).

Таблица 5

Частота интра- и послеоперационных осложнений (30 дней) у пациентов после пневмонэктомии (n=123)

Показатель	Всего, n (%)	ТЛ и ХОБЛ, n (%)	ТЛ без ХОБЛ, n (%)
Без осложнений	81 (65,85)	20 (67)	61 (66)
С осложнениями	42 (34,15)	10 (33)	32 (34)
Смертельный исход	3 (2,44)	3 (10)	0
Итого	123	30	93

Частота осложнений после ПЭ по Korst составила 34,15%, смертельных исходов 2,44%. Частота осложнений у пациентов с ХОБЛ и без ХОБЛ не различалась (33 и 34% соответственно), однако смертельные исходы наблюдались только в группе пациентов с ХОБЛ, таким образом, смертность в группе ХОБЛ оказалась 10%.

Изучена эффективность этиологической диагностики туберкулезного спондилита. Совокупно, положительный результат – выявление возбудителя культуральным и/или молекулярно-генетическим методами – получен при исследовании 246 (91,8%) из 286 образцов операционного материала пациентов основной группы с гистологически верифицированным диагнозом ТС.

При сравнении диагностической эффективности молекулярно-генетический метод показал бесспорное преимущество по чувствительности (87,1%) над бактериологическим (49,7%, суммарно при посеве на плотные и в жидкую питательные среды) (табл. 6). При этом положительный результат, полученный методом посева, при отрицательном результате метода ПЦР-РВ получен лишь в 4,8%.

Как видно из таблицы, преимущество технология MGIT перед посевом на плотные среды состоит в том, что как положительный ($23,0 \pm 2,3$ дня против $40,6 \pm 3,2$ дней), так и отрицательный результат (42

дня против 70 дней) посева был получен в два раза быстрее. В итоге, наиболее оптимальным вариантом для культуральной диагностики операционного материала является посев на две питательные среды среды: Финна-П и Middlebrook 7H9 с культивированием в системе ВАСТЕС MGIT 960.

ПЦР в формате реального времени оказался более эффективным для выявления *M. tuberculosis* в материале из очагов костной деструкции по сравнению с методом культивирования на плотных питательных средах (чувствительность – 87,1% против 44,8% при сравнимой специфичности – 96,6% и 99,1%).

При сопоставлении фенотипической лекарственной устойчивости штаммов *M. tuberculosis* и мутаций, ассоциированных с устойчивостью возбудителя к рифампицину и изониазиду доля совпадений результатов тестов на наличие фенотипической лекарственной устойчивости штаммов *M. tuberculosis* и мутаций в соответствующих генах в образцах, составила: для рифампицина – 94,5% (86 из 91), для изониазида – 91,6% (88 из 96). Доля совпадений результатов тестов на отсутствие лекарственной устойчивости и мутаций в генах составила: к рифампицину – 74,5% (35 из 47 проб), к изониазиду – 71,4% (30 из 42 проб).

Сполиготипирование 124 штаммов *M. tuberculosis*, выделенных от больных туберкулезным спондилитом выявило 23 варианта сполиготипов, из которых семь были представлены кластерами. К генотипу Beijing было отнесено большинство (73,4%) штаммов (сполиготипы SIT1, SIT265 и SIT269). Остальные штаммы принадлежали к другим (non-Beijing) генетическим линиям/семействам: Т, Н, в том числе Н3(Ural), Н4, LAM, Manu, S. Выявлены также 2 новых профиля сполиготипирования (new), отнесенных к семействам Х2 и Т. Среди штаммов данной группы превалировали представители генетической линии Т, суммарная доля которых составила около 11%.

Комплексное уродинамическое исследование больных туберкулезным спондилитом включало выполнение урофлоуметрии, цистометрии наполнения, исследования «давление/поток» в сочетании с электромиографией мышц тазового дна. Основное число больных имело поражение позвоночника на грудном (17) и груднопоясничном (14) уровнях, поясничный уровень поражения представлен 9, пояснично-крестцовый – 3, шейный – 2 случаями. У всех больных тяжесть поражения позвоночника составила «А» и «В» по шкале ASIA (American Spinal Injury Association). При проведении комплексного уродинамического исследования (КУДИ) всем 45 (100%) больным была выполнена цистометрия наполнения.

Таблица 6

Сравнительная оценка диагностической эффективности методов этиологической диагностики ТС

Метод	Группа пациентов	Результат		Se, %	Sp, %	PPV, %	NPV, %	Время получения результата
		пол.	отр.					
ЛМ	1	135	305	30,7	98,7	97,8	42,9	1 день
	2	3	233					
Посев на ПС	1	197	243	44,8	99,1	98,9	51,3	40,6±3,2 дня
	2	2	231					
Посев на ЖС	1	110	179	38,1	99,3	99,1	46,8	23,0±2,3 дня
	2	1	158					
ПЦР-РВ	1	233	35	87,1	96,6	98,1	77,0	1 день
	2	4	121					

Примечания: 1) ЛМ – люминесцентная микроскопия, 2) 1 – тосновая группа, 3) 2 – контрольная группа, 4) Se – чувствительность, 5) Sp – специфичность, 6) PPV – положительная прогностическая ценность, 7) NPV – отрицательная прогностическая ценность.

Данное исследование позволило выявить нарушения накопительной функции нижних мочевыводящих путей: детрузорную гиперактивность, снижение комплаентности, изменение чувствительности мочевого пузыря. По результатам комплексного обследования выявлены различные нарушения уродинамики нижних мочевыводящих путей: 1 – пациенты с нейрогенной детрузорной гиперактивностью (НДГ) (n=17); 2 – пациенты с нарушением сократительной способности детрузора (гипо/акоктрактивность детрузора) (n=24); 3 – пациенты с детрузорно-сфинктерной диссинергией (ДСД) (n=4). Диссинергия в функции сфинктера уретры и детрузора во время микции у всех больных приводила к серьезному увеличению показателей детрузорного давления, превышавших критиче-

ский предел 40 см вод. ст. А детрузорная гиперактивность в 92% случаев сочеталась с ургентным недержанием мочи.

При доклиническом испытании новых вакцин гистологическое исследование эффекта «прайм-буст» вакцинации проведено на мышах, «буст» иммунизированных Flu/ESAT-6_Ag85A, поскольку именно этот кандидат обеспечил наибольший протективный эффект (табл. 7).

В легочной ткани невакцинированных мышей (контроль заражения) на этом сроке развития инфекции (36 день после заражения) зарегистрировано большое количество свежих сливных очагов специфического воспаления с размытыми границами, во всех случаях, снижавших воздушность легочной ткани более, чем на 30% площади срезов.

Таблица 7

Влияние «буст»-иммунизации Flu/ESAT-6_Ag85A на распространенность специфического поражения легких мышей C57black/6 через 5 недель после инфицирования *M. Tuberculosis Erdman*

Условия опыта	Снижение воздушности легочной ткани более чем на 30% площади среза	Небольшие участки инфильтрации	Крупные гранулемы	Отдельные небольшие гранулемы
Контроль заражения, n=6	6	0	6	0
БЦЖ, n=6	1	5	2	4
БЦЖ +Flu/ESAT6_ Ag 85A, n=6	0	6	0	6

Таблица 8

Морфометрическая характеристика стенки мочевого пузыря у кроликов после парциальной резекции и имплантации скаффолда, содержащего МСК

Показатель/Группа (M±m)	Контроль	Скаффолд с МСК	
	№20	№8 (46 сут)	№11 (63 сут)
Толщина эпителия, мкм	91,7±5,9	90,8±6,0	88,3±5,3
Толщина собственного слоя слизистой оболочки, мкм	22,5±1,1	31,7±3,1*	62,5±5,1*
Толщина подслизистой оболочки, мкм	325,0±44,4	1108,3±61,8*	416,7±11,8*
Количество сосудов в подслизистой оболочке на 1 мм ²	3,0±0,0	8,0±0,4*	4,0±0,0
Диаметр сосудов подслизистой оболочки, мкм	52,5±9,8	95,8±14,1*	85,0±3,5*
Толщина мышечной оболочки, мкм	1700,0±108,4	3416,7±156,5*	1583,3±31,3
Толщина адвентициальной оболочки, мкм	27,5±5,0	283,3±42,7*	83,8±8,1*

Примечание – * – p<0,05 по сравнению с интактным кроликом

Кроме того, отчетливо более выраженной оказалась доля ESAT-6- специфических CD4+ ТЕМ – лимфоцитов, продуцирующих IFN- γ у бустиммунизированных FLU/ESAT-6_Ag85A мышей по сравнению со стандартной схемой вакцинации. Так, в легких буст-вакцинированных мышей содержание IFN- γ + CD4+ ТЕМ – клеток памяти в ответ на ESAT-6 было в 8,03 раза выше, чем в группе, вакцинированной только БЦЖ, и составило 5.78% против 0,72%, в селезенке – выше в 43,9 раза и составило 10,54% против 0,24%.

Изучение возможности применения многокомпонентного трансплантата на основе трехмерной полилактидной матрицы, заселенной клетками, для увеличения мочевого пузыря показало, что скаффолды, заселенные аллогенными фибробластами, миоцитами и уротелием, а так же бесклеточные матрицы отторгаются в 100% случаев. Однако обнаружена перспективность использования для создания тканеинженерных конструкций поли-L,L-лактида и фиброина шелка, заселенных аллогенными мезенхимальными стволовыми клетками.

Гистологически подтверждено формирование всех слоев стенки МП к концу второго месяца наблюдения: слизистой, подслизистой, мышечной и адвентициальной оболочек (табл. 8).

Из таблицы следует, что при парциальной резекции стенки МП кролика и внесения скаффолда с МСК наблюдалась регенерация слизистой оболочки за счет эпителизации и формирования соединительной ткани, подслизистой оболочки за счет увеличения васкуляризации и формирования соединительной ткани, адвентициальной оболочки за счет формирования соединительной ткани, частичное восстановление мышечной оболочки с незначительной лимфоцитарной инфильтрацией и продуктивным гранулематозным воспалением.

При исследовании *in vitro* конструкции с использованием гибридных клеточно-тканевых эквивалентов в хирургии костно-суставного туберкулеза наиболее биосовместимым и наименее токсичным оказался материал Биосит СР-«Элкор». Проведен анализ регенераторных процессов в зоне костного дефекта в условиях моделированного *in vivo* очага туберкулезного воспаления с последующей некрэктомией. Через 14 суток культивирования Биоситалла и МСК в остеогенной среде в присутствии коллагенового геля последний структурируется в фибриллярную подложку, которая стимулирует синтез и секрецию клетками матричных пузырьков. Под влиянием Биоситалла за счет выхода кальций фосфатов стимулируется образование ретикулофиброзных и пластинчатых органотипических структур. Таким образом, в трехкомпонентном интерфейсе (МСК+Коллаген+Биоситалл) активируются процессы формирования органотипических структур пу-

тем усиления гомогенной (в пространстве матричных пузырьков) и гетерогенной (на поверхностях клеток и коллагеновых волокон) нуклеации кальций фосфатов.

Таблица 9

Расчёт конfluenceности на титановых имплантах

Тип образца	Адгезивность клеток	p
Ti	52,1 \pm 3,2%	P=0,016
Ti+HA	70,4 \pm 4,5%	P=0,054
Ti+DLC	92,1 \pm 9,8%	P=0,0009

При исследовании *in vitro* титановых имплантов установлено, что в присутствии Ti наблюдалась гибель культуры стволовых клеток. В присутствии Ti+DLC даже на уровне прямого контакта с поверхностью, гибель стволовых клеток не наступает, кроме того, показывает лучшие адгезивные свойства (табл. 9).

Результаты проведенного исследования *in vivo* также указывают на лучшую биосовместимость имплантов с алмазоподобным покрытием в отличие от титановых имплантов без покрытия, что подтверждается более выраженной лимфогистиоцитарной инфильтрацией на границе кость-имплант в случае использования титановых имплантов без покрытия, и менее выраженной инфильтрацией и дистрофией в случае применения имплантов с алмазоподобным покрытием. Также контактирующая с шурупом надкостница сохраняет свои структурные особенности при использовании титановых имплантов с алмазоподобным покрытием, как и костный мозг, контактирующий с алмазоподобным покрытием в костном канале, в который проникает при установке шуруп. При морфологическом исследовании (световая микроскопия и электронная микроскопия) выявлена фиброинтеграция на большей части поверхности титановых шурупов без покрытия, в то время, как титановые импланты с алмазоподобным покрытием вызвали менее выраженную инфильтрацию и дистрофию окружающих тканей. Титановые импланты с покрытием и без хорошо адаптируются в костной ткани дистального метаэпифиза бедренной кости и не вызывают воспалительной реакции (через 1 и 3 мес.). Покрытие титана DLC не только минимизирует воспалительный процесс на границе кость-имплантат, но препятствует формированию биопленки и хронического очага инфекции. Достоверных различий адаптации имплантата в интактной костной ткани и в кости с туберкулезным воспалением не выявлено.

Прослежена эффективность использования стромальных клеток костного мозга (МСК) в комплексной терапии экспериментальной туберкулезной инфекции женских половых органов и мочево-

го пузыря у кроликов. Под влиянием лечебных мероприятий наблюдалось существенное снижение тяжести течения экспериментального туберкулеза половых органов у кроликов. Изучаемые показатели активности специфической инфекции были сравнимы у всех животных как на фоне лечения противотуберкулезными препаратами (ПТП), так и в комплексной терапии ПТП с МСК: уменьшение уровня С-реактивного белка в 3,2 раза ($p < 0,05$) и лейкоцитоза в периферической крови, отсутствие МБТ в посевах гомогенатов слизистой оболочки маточных труб и мочевого пузыря. В то же время у реципиентов клеточного продукта в процессе мониторинга сравнительная оценка макроскопических критериев локальной воспалительной реакции показала явную тенденцию к стабилизации спаечного процесса, представленного, в основном, единичными рыхлыми узкими спайками. Признаков организации фибрина не было. Реакция альтерации в области инфицированных органов протекала менее агрессивно, сохранились объем и рельеф ампулярного отдела маточной трубы и мочевого пузыря без признаков инфильтрации, а конфокальная микроскопия криосрезом показала инкорпорацию маркированных МСК в различные слои стенки маточной трубы и мочевого пузыря в конце эксперимента, через 2 месяца после трансплантации.

Заключение.

Получены данные о высоких показателях диагностической значимости иммунологических тестов нового поколения (проба с аллергеном туберкулезным рекомбинантным, ELISPOT и QFT) в диагностике туберкулезной инфекции на фоне ВИЧ-инфекции. Доказана необходимость применения нового противотуберкулезного препарата тиюреидоиминометилпиридиния перхлората в лечении больных туберкулезом со множественной/широкой лекарственной устойчивостью возбудителя и определена тактика хирургического лечения пациентов с распространенным туберкулезом легких с широким спектром лекарственной устойчивости микобактерий. Получены новые данные о взаимосвязи генотипической характеристики мультирезистентных штаммов *M. tuberculosis*, выделенных от больных туберкулезом, проживающих на территории Северо-Западного региона РФ, с тяжелым клиническим течением заболевания и низкой эффективностью лечения.

Изучение патофизиологических аспектов оптимизации лечения туберкулеза легких (ТЛ) с учетом коморбидности и клинических особенностей специфического процесса показало, что у пациентов с клиническими признаками ХОБЛ достоверно чаще преобладали распространенные специфические изменения, встречался больший объем специфического поражения и деструкции по сравнению с

пациентами, у которых туберкулез легких не сочетается с ХОБЛ. Наличие ХОБЛ у больных ТЛ и увеличение его тяжести сопровождалось более выраженным воспалительным ответом. Наилучшими биохимическими критериями прогноза эффективности лечения являлось сочетание уровня proMMP-1 с тремя ингибиторами протеиназ – TIMP-1, $\alpha 1$ -PI и $\alpha 2$ -MG. При анализе параметров окислительного стресса у больных ТЛ не зависимо от типа легочной недостаточности и от наличия ХОБЛ выявлены рост оксидативного и уменьшение нитрозилирующего стресса, а также ассоциации показателей окислительного стресса с параметрами функции внешнего дыхания. Показан приемлемый уровень послеоперационных осложнений в раннем послеоперационном периоде у пациентов, перенесших пневмонэктомию по поводу туберкулеза легких с односторонней локализацией деструктивных изменений. ХОБЛ в стадии компенсации при адекватной подготовке пациентов не являлась фактором риска развития послеоперационных осложнений.

По данным операционного материала больных туберкулезным спондилитом определена информативность культуральных и молекулярно - генетических исследований и их комбинации для верификации этиологии. Уточнены современные спектры лекарственной чувствительности микобактерий, в т.ч. идентифицированы новые варианты генетических мутаций. Доказана более высокая частота обнаружения микобактерий и их ДНК в костном детрите и секвестрах, чем в гное и мягкотканном субстрате.

Доказано преобладание в структуре нарушений уродинамики нижних мочевыводящих путей при миелопатии у больных туберкулезным спондилитом нарушений сократительной способности детрузора (52,2%); другие варианты представлены детрузорной гиперактивностью, в т.ч. с детрузорно - сфинктерной диссинергией. Превышение порога 40 см вод. ст. (81,8%) несет риск осложнений со стороны верхних мочевыводящих путей и требует принятия мер, направленных на их защиту. Нейрогенная детрузорная гиперактивность часто сопровождается недержанием мочи, снижающим качество жизни пациентов. Доказано отсутствие зависимости типа дисфункции от тяжести моторных нарушений, оцененных по шкале ASIA.

Получены данные о существенной задержке развития туберкулезной инфекции у мышей линии C57black/6 при иммунизации по схеме «прайм-буст» с использованием вакцины БЦЖ и гриппозного вектора Flu/ESAT-6_Ag85A при интраназальном введении (индекс защиты легких +0,7 Ig КОЕ при сравнении с группой, вакцинированной только БЦЖ). Показаны ключевые параметры протективного иммунного ответа мышей при иммунизации по

схеме «прайм-буст» с Flu/ESAT-6_Ag85A: поляризация иммунного ответа в сторону Th1 за счет стимуляции специфической продукции спленоцитами IFN- γ , повышение уровня соотношения CD4+/CD4+Foxp3+ клеток, предотвращение ингибции продукции цитокинов Th1/Th2/Th17/Th22 спленоцитами, формирование функционально активных субпопуляций эффекторных CD4 и CD8 Т-лимфоцитов (CD44^{high}CD62L^{low}), способных к выработке IFN- γ , TNF- α и IL-2 в различных комбинациях. Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о формировании долговременного протективного поствакцинального иммунитета к M. tuberculosis при иммунизации по схеме «прайм-буст» с Flu/ESAT-6_Ag85A, что подтверждает перспективность данной стратегии в защите от туберкулеза.

Применение трехслойного скаффолда из полилактида и фиброина шелка, заселенного мезенхимальными стволовыми клетками, оказалось эффективным для реконструкции экспериментального дефекта мочевого пузыря. Восстановление структуры стенки МП подтверждено гистологически. Проведенный эксперимент показывает необходимость дальнейших исследований в области реконструкции стенки мочевого пузыря.

В результате комплексных экспериментальных исследований в условиях *in vivo* установлено, что имплантация предварительно созданной в условиях *in vitro* тканеинженерной конструкции (мезенхимальные стволовые клетки + остеозамещающий материал Биоситалл + коллагеновый гель) в костный дефект при моделированном туберкулезном остите приводит к активной регенерации костной ткани с формированием трабекулярной структуры.

Исследование выживаемости мезенхимальных стволовых клеток *in vivo* показало, что гидроксипатитное и алмазоподобное покрытия не обладают цитотоксичностью и способствуют их дифференцировке на поверхности титановых имплантов. В эксперименте доказана возможность использования для пластики костных дефектов при хирургическом лечении костного туберкулеза титановых имплантов с различными типами напыления (гидроксипатитным и DLC). Покрытие DLC не только минимизирует воспалительный процесс на границе кость-имплантат, но препятствует формированию биопленки и хронического очага инфекции.

Разработан способ моделирования локального туберкулезного процесса в женских половых органах и мочевом пузыре, позволяющий осуществлять прижизненный мониторинг развития и течения специфического воспалительного процесса. Показано, что введение МСК через 2 месяца после заражения на фоне специфической терапии активно влияет на репаративные процессы и способствует реэпители-

зации маточных труб. Отмечено активное участие в репаративной реакции миофибробластов, дифференцирующихся из МСК и способствующих нормализации взаимоотношений эпителия и соединительной ткани. Применение аллогенных МСК в комплексной терапии туберкулеза мочевого пузыря в эксперименте ограничивает развитие рубцово-спаечного процесса, оказывает положительное влияние на репаративные процессы в тканях мочевого пузыря, способствует профилактике сморщивания.

Литература:

1. Аксенова В.А., Леви Д.Т., Севостьянова Т.А., Клевно Н.И., Моганова Л.В., Барышникова Л.А., Довгалюк И.Ф., Чугаев Ю.П., Попкова Г.Г. Федеральные клинические рекомендации по вакцинопрофилактике туберкулеза у детей // Медицинский Альянс. 2016. № 1. С. 29-40.
2. Баласанянц Г.С., Шальгин К.В. Анализ пациентов, умерших от туберкулеза в 2015 году в Санкт-Петербурге // Медицинский Альянс. 2016. № 3. С. 30-34.
3. Баулин И.А., Советова Н.А., Гаврилов П.В., Демиденко А.В., Тумасова Н.С., Макогонова М.Е. Туберкулезный спондилит. Принципы лучевой диагностики // Медицинский Альянс. 2017. № 2. С. 22-34.
4. Беляева Е.Н., Чернохаева И.В., Сапожникова Н.В., Назаренко М.М., Старшинова А.А., Яблонский П.К. Факторы, предрасполагающие к развитию широкой лекарственной устойчивости микобактерий туберкулеза // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 51-56.
5. Беспятовых Ю.А., Маничева О.А., Смоляков А.В., Догондзе М.З., Журавлев В.Ю., Шитиков Е.А., Ильина Е.Н. Влияние условий культивирования на протеомный профиль Mycobacterium tuberculosis H37RV // Биомедицинская химия. – 2017. – Т. 63(4). – С. 334-340. doi: 10.18097/PBMC20176304334
6. Васильев И.В., Ли В.Ф., Скороход А.А., Соколов Е.Г., Яблонский П.К. Клинические рекомендации по тактике лечения больных легочным кровотечением // Медицинский Альянс. 2017. № 1. С. 74-81.
7. Вишневецкий А.А., Диденко Ю.В., Бурлаков С.В. Неврологические проявления и особенности болевого синдрома у больных туберкулезным спондилитом детей // Медицинский Альянс. 2016. № 1. С. 43-49.
8. Гаврилов П.В., Баулин И.А., Лукина О.В. Стандартизованная интерпретация и контроль выявленных одиночных образований в легких по системе Lung Imaging Reporting and Data System (Lung-RADS™) // Медицинский Альянс. 2017. № 3. С. 17-27.
9. Галкин В. Б., Мушкин А. Ю., Муравьев А. Н., Сердобинцев М. С., Белюловский Е. М., Синицын М. В. Половозрастная структура заболеваемости туберкулезом различных локализаций в Российской Федерации: динамика в XXI в. // Туберкулез и болезни лёгких. 2018. Т. 96, № 11. С. 17-26. doi: 10.21292/2075-1230-2018-96-11-17-26
10. Галкин В.Б., Стерликов С.А., Яруллина Р.С., Юхнова Е.А., Свичарская А.К., Подгайная О.А., Пирогова Н.Д., Панкова Н.И., Овчинникова О.А., Овсянкина О.В., Милюткина П.А., Кустова И.В., Кононенко Ю.С., Зырянова О.Г., Зеленина А.Е. Эффективность курсов химиотерапии у больных туберкулезом, сочетанным с ВИЧ-инфекцией // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 30-43.
11. Гусейнова Ф.М., Виноградова Т.И., Заболотных Н.В., Ариэль Б.М., Ниаури Д.А., Юдинцева Н.М., Витовская М.Л., Яблонский П.К. Влияние клеточной терапии мезенхимными клетками стромы костного мозга на процессы репарации при экспериментальном туберкулезном сальпингите // Медицинский Альянс. 2017. № 3. С. 35-44
12. Гусейнова Ф.М., Ниаури Д.А., Виноградова Т.И., Кольцова Т.В., Гзгзян А.М., Джемлиханова Л.Х., Яблонский П.К. Особенности нарушения репродуктивной функции женщин, больных генитальным туберкулезом // Медицинский Альянс. – 2017. – № 4. – С. 57-66.

13. Гюсан А.О., Арчакова Л.И., Ураскулова Б.Б. Дифференциальная диагностика заболеваний гортани при туберкулезе легких // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 75-80.
14. Дьякова М.Е., Алексеева Н.П., Эсмедьяева Д.С., Перова Т.Л., Петрищев Н.Н., Яблонский П.К. Оксид азота – биохимический маркер патогенеза туберкулезного процесса // Туберкулез и болезни легких. 2017. Т. 95, № 2. С. 45-50
15. Заболотных Н.В., Шурыгина А.-П.С., Виноградова Т.И., Витовская М.Л., Хайруллин Б.М., Сандыбаев Н.Т., Бузицкая Ж.В., Стукова М.А. Усиление протективного эффекта вакцины БЦЖ при мукозальной буст-иммунизации гриппозным вектором, экспрессирующим микобактериальные белки ESAT-6 и Ag85A // Биофармацевтический журнал. 2016. № 6. С. 31-37.
16. Загдын З.М., Данилова Т.И., Ковалев Н.Ю., Ковеленов А.Ю., Беляков Н.А., Румман А., Румман Р., Садехи А., Кокс Д., Панкович Дж., Россенес Р., Купер С., Вобесер В., Баласанянц Г.С. Выявление запущенных форм туберкулеза среди освобожденных и отбывающих наказание заключенных и бездомных лиц, инфицированных ВИЧ, в многоцентровом когортном исследовании // Медицинский Альянс. 2016. № 3. С. 42-50.
17. Загдын З.М., Дырул С.И., Шеной Ш., Исаева Г.Н., Гаврилова О.В., Лебедева Е.Н., Вербицкая Е.В., Бельтюков М.В., Ковеленов А.Ю., Соколович Е.Г. Короткий 3-месячный курс сочетания изониазида и пиразинамида в сравнении с 6-месячным режимом изониазида в профилактике туберкулеза среди ВИЧ-инфицированных взрослых: рандомизированное клиническое исследование // ВИЧ-инфекция и иммуносупрессии. 2017. Т. 9, № 3. С. 54-64.
18. Зинченко Ю.С., Ариэль Б.М., Степаненко Т.А., Волчков В.А. Генерализованный саркоидоз с вовлечением сосудов и ANCA-ассоциированный васкулит как нозология: к вопросу дифференциальной диагностики (описание клинического случая) // Медицинский Альянс. – 2017. – № 3. – С. 78-83
19. Зубань О.Н., Волков А.А., Суций Е.А., Муравьев А.Н. Хирургический туберкулез мочевых и мужских половых органов // Проблемы туберкулеза и болезней легких. 2008. Т. 85, № 12. С. 57-60.
20. Иванова С.С., Смирнова М.А., Арчакова Л.И. Личностный адаптационный потенциал больных туберкулезом легких // Медицинский Альянс. 2017. № 3. С. 52-57.
21. Жудрашов Г.Г., Васильев И.В., Зайцев И.А., Новицкая Т.А., Журавлев В.Ю., Арчакова Л.И., Аветисян А.О., Козак А.Р., Яблонский П.К. Использование трансбронхиальной аспирации лимфатических узлов средостения под контролем ультразвукового исследования в дифференциальной диагностике туберкулезного лимфаденита у больных с лимфаденопатией средостения // Медицинский Альянс. 2017. № 2. С. 35-42
22. Касьянова Е.С., Александрова С.А., Сердобинцев М.С. Оценка биосовместимости остеозамещающих материалов с мезенхимными стромальными клетками для пластики дефектов при костном туберкулезе // Медицинский академический журнал. 2016. Т. 16, № 3. С. 579-582.
23. Кафтырев А.С., Сердобинцев М.С., Линник С.А., Марковиченко Р.В. Биоситалл в хирургии туберкулеза костей и суставов // Травматология и ортопедия России. 2010. № 1 (55). С. 28-32.
24. Куклин Д.В., Беляков М.В., Дорофеев Л.А., Роднова И.Г., Мушкин А.Ю. Рецидивирующая хондросаркома позвоночника (клиническое наблюдение и обзор литературы) // Медицинский Альянс. – 2017. – № 2. – С. 65-73
25. Лебедев А.А., Муравьев А.Н., Куренков А.В. Особенности нарушений мочеиспускания у больных туберкулезным спондилитом // Туберкулез и болезни легких. 2012. Т. 89, № 12. С. 043-045.
26. Маламашин Д.Б., Зубрий О.Н., Журавлев В.Ю., Мушкин А.Ю. Нетуберкулезный микобактериальный спондилит у ребенка (редкое клиническое наблюдение) // Медицинский Альянс. 2017. № 3. С. 64-70.
27. Муравьев А.Н., Зубань О.Н. Роль суправезикального отведения мочи в комплексном лечении больных туберкулезом почек и мочеточников // Урология. 2012. № 6. С. 16-20.
28. Муравьев А.Н., Лебедев А.А., Горбунов А.И., Орлова Н.В., Семченко А.Ф. Нарушения уродинамики нижних мочевых путей у больных туберкулезным спондилитом // Туберкулез и болезни легких. – 2015. – № 10. – С. 24-30.
29. Муравьев А.Н., Лебедев А.А., Семченко А.Ф., Орлова Н.В. Отдаленные осложнения ортотопической илеоцистопластики (клинический случай) // Лечащий врач. 2015. № 1. С. 53-56.
30. Муравьев А.Н., Орлова Н.В., Блинова М.И., Юдинцева Н.М. Тканевая инженерия в урологии, новые возможности для реконструкции мочевого пузыря. // Цитология. 2015. Т. 57, № 1. С. 14-18.
31. Мясникова Е.Б., Васильева Н.Р., Соловьева Н.С., Мякотина Е.Н. Оценка методов фотокатализа и фотоплазмы для снижения контаминации воздуха // Медицинский Альянс. 2016. № 2. С. 35-39.
32. Наумов Д.Г., Мушкин А.Ю. Анализ рисков поздних осложнений реконструкций позвоночника при нетравматической патологии у детей // Хирургия позвоночника. 2017. № 3. С. 84-92
33. Орлова Н.В., Муравьев А.Н., Виноградова Т.И., Блюм Н.М., Семенова Н.Ю., Юдинцева Н.М., Нашекина Ю.А., Блинова М.И., Шевцов М.А., Витовская М.Л., Заболотных Н.В., Шейхов М.Г. Экспериментальная реконструкция мочевого пузыря кролика с использованием аллогенных клеток различного тканевого происхождения // Медицинский Альянс. 2016. № 1. С. 50-52.
34. Павлова М.В., Ершова Е.С., Виноградова Т.И., Сапожникова Н.В., Заболотных Н.В., Гришко А.Н. Современные тенденции в лечении лекарственно-устойчивого туберкулеза // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 23-29.
35. Павлова М.В., Сапожникова Н.В., Арчакова Л.И., Ершова Е.С., Чернохаева И.В., Истомина Е.В., Лушина О.В., Кадука А.Н. Эффективность лечения лекарственно-устойчивого туберкулеза легких с использованием препаратов третьего ряда // Медицинский Альянс. 2017. № 3. С. 45-51.
36. Пулькина О.Н., Куклин Д.В., Вишневецкий А.А., Роднова И.Г. Алгоритмы периоперационного лечения боли у больных туберкулезным спондилитом // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 44-50.
37. Семенов С.А., Муравьев А.Н. Влияние хронической задержки мочеиспускания на качество жизни больных туберкулезом мочевого пузыря, перенесших аугментационную илеоцистопластику // Туберкулез и социально-значимые заболевания. 2014. № 3. С. 13-17.
38. Сердобинцев М.С., Кафтырев А.С., Бердес А.И., Луцкая О.Л. Пластика дефектов кости остеозамещающими материалами в хирургии туберкулезного коксита (клинико-экспериментальное исследование) // Медицинский альянс. 2014. № 1. С. 31-36.
39. Сердобинцев М.С., Бердес А.И., Бурлаков С.В., Вишневецкий А.А., Ирисова Н.Р., Кафтырев А.С., Корнилова З.Х., Мушкин А.Ю., Павлова М.В., Перечманас Е.О., Трушина О.А., Хашин Д.Л. Клинические рекомендации по диагностике и лечению туберкулеза костей и суставов у взрослых // Медицинский альянс. 2014. № 4. С. 52-62.
40. Скороход А.А., Шевель В.В., Козак А.Р., Павлова М.В., Чернохаева И.В., Новицкая Т.А., Васильев И.В. Сложный случай диагностики микобактериоза легких с применением инвазивных методов (клиническое наблюдение) // Медицинский Альянс. 2016. № 2. С. 40-44.
41. Сорокина С.А., Загдын З.М. Социально-экономические, культурные и психологические факторы, влияющие на распространение туберкулеза и ВИЧ-инфекции среди коренных малочисленных народов России (обзор) // Медицинский Альянс. 2016. № 3. С. 24-29.
42. Стукова М.А., Виноградова Т.И., Заболотных Н.В., Шурыгина А.-П.С., Сергеева М.В., Витовская М.Л., Догондзе М.З., Бузицкая Ж.В. Бивалентная композиция рекомбинантных штаммов вируса гриппа, экспрессирующих белки различных фаз жизненного цикла *M. tuberculosis*, для профилактики туберкулеза легких // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 67-74.
43. Титова О.Н., Куликов В.Д., Суховская О.А. Пассивное курение и болезни органов дыхания // Медицинский Альянс. 2016. № 3. С. 73-77.
44. Цинзерлинг В.А. Нерешенные вопросы патоморфологии туберкулеза // Медицинский Альянс. 2016. № 1. С. 21-27.
45. Чернохаева И.В., Павлова М.В., Сапожникова Н.В., Истомина Е.В., Беляева Е.Н. Эффективность лечения туберкулеза легких у пациентки с сопутствующей соматической патологией (клинический пример) // Медицинский Альянс. 2016. № 3. С. 63-68.

46. Чотчаев Р.М., Зубань О.Н., Семченко А.Ф., Муравьев А.Н., Орлова Н.В. Илеоцистопластика укороченным и стандартным кишечным сегментом // Врач-аспирант. 2011. Т. 44, № 1. С. 34-40.
47. Шувалова Е.В., Олейник В.В., Назаров С.С. Осложненное течение туберкулезного спондилита у пациента с ВИЧ-инфекцией (клиническое наблюдение) // Медицинский Альянс. 2017. № 2. С. 47-52.
48. Эсмедляева Д.С., Алексеева Н.П., Павлова М.В., Дьякова М.Е., Кирюхина Л.Д., Перова Т.Л. Неоптерин сыворотки крови как интегральный показатель активности процесса у больных инфильтративным туберкулезом легких // Медицинский Альянс. 2016. № 2. С. 20-25.
49. Яблонский П.К., Васильев И.В., Кирюхина Л.Д., Аветисян А.О., Володич О.С., Гаврилов П.В., Журавлев В.Ю., Кудряшов Г.Г., Ли В.Ф., Новицкая Т.А., Савин И.Б., Серезвин И.С., Соколов Е.Г., Соколова О.П., Сысоева В.В., Табанакова И.А. Непосредственные результаты пневмонэктомий у больных с односторонней локализацией деструктивного туберкулеза легких. Результаты проспективного нерандомизированного исследования // Медицинский Альянс. 2017. № 4. С. 103-111.
50. Яблонский П.К., Соколов Е.Г., Аветисян А.О., Васильев И.В. Роль торакальной хирургии в лечении туберкулеза легких (обзор литературы и собственные наблюдения) // Медицинский Альянс. 2014. № 3. С. 4-10.
51. Якупов Р.В., Павлова М.В., Сапожникова Н.В., Кадука А.Н. Отдаленные результаты консервативного лечения туберкулем легких // Медицинский Альянс. 2017. № 1. С. 50-53.
52. Subotic D., Yablonskiy P., Sulis G., Cordos I., Petrov D., Centis R., D'Ambrosio L., Sotgiu G., Battista G. Migliori Surgery and pleuropulmonary tuberculosis: a scientific literature Review // J. Thorac. Dis. 2016. V. 8, № 7. P. E474-E485.
53. Kobak M., Avetisyan A., Sokolovich E., Vasilyev I., Yablonsky P. Resections of Lung in Cases of Cavitary Multidrug-Resistant Tuberculosis // Int. J. of Tuberculosis and Lung Disease. 2012. T. 16, № 12 (S1). P. 421.
54. Krasavin M., Parchinsky V., Kantin G., Manicheva O., Dogonadze M., Vinogradova T., Karge B., and Brönstrup M. New nitrofurans leads amenable by isocyanide multicomponent chemistry are active against multidrug-resistant and poly-resistant Mycobacterium tuberculosis // Bioorganic and Medicinal Chemistry. 15 March 2017. V. 25, Is. 6. P. 1867-1874 DOI: 10.1016/j.bmc.2017.02.003
55. Yablonski P., Sokolovich E., Vasilyev I., Cordos I., Schönfeld N., Pfannschmid J. Surgical Treatment of Pulmonary Tuberculosis // European Respiratory Monograph. 2013. V. 61, № 1. P. 20-36.
56. Yuditceva N.M., Bogolubova I.O., Muraviov A.N., Sheykhov M.G., Vinogradova T.I., Sokolovich E.G., Samusenko I.A., Shevtsov M.A. Application of the allogenic mesenchymal stem cells in the therapy of the bladder tuberculosis // J. Tissue Eng Regen Med. 2018. V. 12, Issue 3. P. e1580-1593. doi: 10.1002/term.2583
57. Yuditceva N.M., Nashchekina Yu.A., Blinova M.I., Orlova N.V., Muravjev A.N., Vinogradova T.I., Sheykhov M.G., Shapkova E.Yu., Emeljanikov D.V., Yablonskii P.K., Samusenko I.A., Mikhrina A.L., Pakhomov A.V., Shevtsov M.A. Experimental bladder regeneration using a poly-L-lactide/silk fibroin scaffold seeded with nanoparticle-labeled allogenic bone marrow stromal cells // J. of Nanomedicine. 2016. V. 11. P. 4521-4533.

INNOVATIONS IN THE DIAGNOSIS, TREATMENT, PROGNOSIS AND PREVENTION OF TUBERCULOSIS

P.K. Yablonsky

Saint-Petersburg State Research Institute of Phthisiopulmonology, St. Petersburg, Russia
St. Petersburg University, St. Petersburg, Russia

The article describes the results of modern innovative developments of the Saint-Petersburg State Research Institute of Phthisiopulmonology. So many topical issues of phthisiology are resolved here. We highlight the issues of prevention and diagnosis of tuberculosis infection on the basis of a compre-

hensive assessment of risk factors and prognostic criteria for the effectiveness of treatment of a specific process of different localization, taking into account the characteristics of the macro and microorganism. One of the important researching areas is devoted to the pathophysiological aspects of optimizing the treatment of pulmonary tuberculosis, taking into account comorbidity and the clinical features of a specific process. In current study the approaches to the diagnosis, treatment, prediction of outcomes and prevention of complications in surgery of extrapulmonary tuberculosis and differentiable diseases were defined. The fundamental part of scientific research in case of tuberculosis prevention and treatment is represented by preclinical studies of biomedical cell products and nanostructured materials.

Keywords: pulmonary tuberculosis, extrapulmonary tuberculosis, mycobacteria, microbiology, preclinical studies, experiment

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ ЗАКУПОРИВАНИЯ ТРЕЩИН

Г.Х. Али

Киркукский университет, г. Киркук, Ирак

E-mail автора: aligh123@gmail.ru

Целью работы является моделирование блокирования техногенных трещин (трещин автоГРП) с использованием водонабухающих гранулированных гелей. На лабораторной модели трещины были получены значения констант гранулированных гелей (кажущейся постоянной консистенции k_a и кажущегося показателя псевдопластичности n_a) для уравнения вязкопластичной жидкости. Эти же константы использованы в полученном уравнении для градиента давления вдоль техногенной трещины. Эффективная вязкость геля рассчитывалась из уравнения движения геля вдоль трещины. Моделирование проводилось с использованием гидродинамического симулятора Нимезида 2014. Результаты моделирования показали эффективность технологии применения гранулированных гелей.

Ключевые слова: водонасыщенность, градиент давления, техногенная трещина, моделирование, гранулированный гель

Согласно трассерным исследованиям, большинство зон между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях Западной Сибири содержат техногенные трещины. Появление техногенных трещин в прискважинной зоне

нагнетательных скважинах характерно для месторождений Западной Сибири.

В качестве основного инструмента тестирования предлагаемой технологии экранирования трещин будем опираться на гидродинамическое моделирование, т.е. на результаты вычислительных экспериментов на гидродинамической модели (ГДМ) пласта прототипа.

Для исследования технологического действия геля для начала создадим базовую модель, которая будет получена в виде фрагмента элемента разработки, представляющего из себя прямоугольный параллелепипед (ПП) размером 200x100x10 м с непроницаемыми границами (рис. 1).

Для равнодейственного – сбалансированного нагнетания, в качестве граничных условий на стенке скважины выбраны одинаковые значения депрессии равные 10 МПа (3 МПа для условия в ячейке – ПП 2x2x10 м).

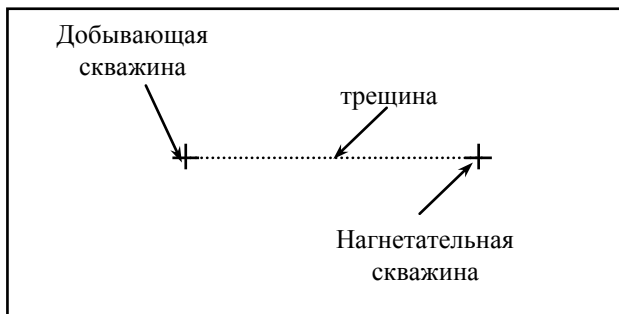


Рис. 1. Схема эксперимента для получения модели прямолинейной трещины.

Расстояния от нагнетательной и добывающей скважины до границ пласта по оси X одинаковы и составляют 50 м. Начальное пластовое давление доставляет 16 МПа. Толщина пласта – 10 м.

ГДМ настроена изолированной, т.е. без постоянного давления на границах по той причине, что в противном случае эффект будет закамуфлированным из-за притоков фаз извне – со стороны границ модели. Это может как приуменьшить эффект так и преувеличить его в связи с тем, что баланс отбора масс нефти и воды не будет соблюдаться вследствие массообмена через открытые границы ГДМ. Причем в данном случае возможен как приток так и отток масс.

Проницаемость пласта взята в среднем 60 мД. Это значение более типично для краевых зон и является достаточным обстоятельством для создания условия образования трещин при реализуемых системах заводнения Западной Сибири (не более 1 нагнетательной скважины на 2 добывающих или 1/1) [1-7].

В качестве гидродинамического симулятора был выбран программный комплекс Немезида 2014,

так как в симуляторе учитывается гидродинамика трещин.

На основе экспериментальных данных о прокачке геля через трещину использовались формулы, полученные для депрессии в трещине вида (1) - (3).

Уравнение регрессии (1) получено по результатам экспериментов с экраном 150 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 39210 k_a^{-0.0845} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{12.306 n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.442 n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.257} \quad (1)$$

Уравнение регрессии (2) получено по результатам экспериментов с экраном 80 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 32154 k_a^{-0.0942} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{12.475 n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.526 n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.253} \quad (2)$$

Уравнение регрессии (3) получено по результатам экспериментов с экраном 40 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 26303 k_a^{-0.195} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{14.105 n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.464 n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.246} \quad (3)$$

Для принятых значений проницаемости и толщины трещины (0,3–3,0 мм) были рассчитаны свойства геля в зависимости от гидродинамических условий. При моделировании было принято, что раскрытость трещины является изменяемой величиной и зависит от перепада давления между давлением внутри трещины и давлением в поровой матрице. Раскрытость трещины рассчитывается в ГДМ согласно модели Стрекалова-Грачевой в гидродинамическом симуляторе Немезида.

Граничным условием при нагнетании геля выбрано давление нагнетания 65 МПа (в нагнетательной скважине – источнике обводнения).

По результатам моделирования определено, что прорыв воды в добывающую скважину по образовавшейся трещине произошел через 130 суток после начала нагнетания. На рис. 2 показано распределение водонасыщенности к 130,5 суток после начала нагнетания воды и закачки геля в течении 0,5 суток.

Распределение насыщенности геля показано рис. 3. Наибольшей зоной воздействия геля является призабойная зона, так как давление нагнетания достаточно велико (65 МПа). По результатам моделирования установлено, что закачку водонабухающего гранулированного геля (ВГГ) целесообразнее начинать через 100 суток после начала нагнетания воды, а не дожидаться ее прорыва в добывающую скважину.

На рис. 4 показано распределение водонасыщенности к концу закачки геля, т.е. к моменту 102 сут с момента запуска скважин.

Распределение давления (рис. 5) и линий токов нефти соответствует более эффективному процессу вытеснения после перестроения давления через 100 сут после закачки ВГГ.

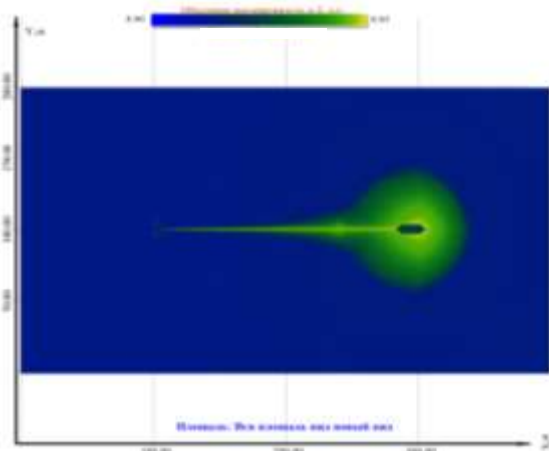


Рис. 2. Поле водонасыщенности после нагнетания геля в течении 0,5 сут после полного прорыва трещины 130 сут.

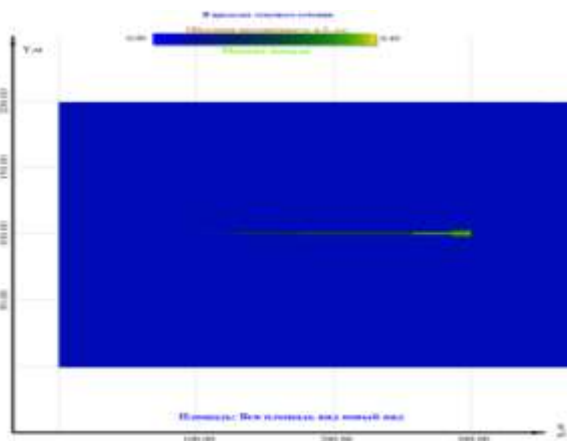


Рис. 3. Распределения геля по трещине к моменту конца его нагнетания (2 сут.) и начало тестирования изменения динамики отбора.

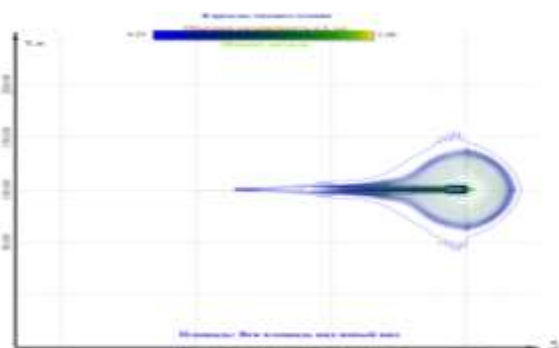


Рис. 4. Распределение водонасыщенности после окончания закачки геля и возобновления нагнетания (102 сут)

Как видно из распределения нефтенасыщенности, продвижение воды крайне не значительно, что свидетельствует о том, что эффект от закачки ВГГ будет продолжаться и далее (до 200–300 сут с момента закачки).

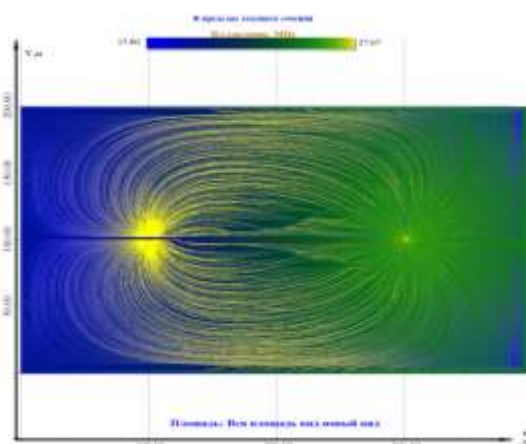
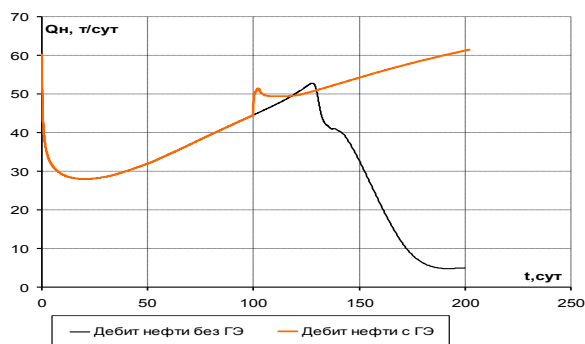
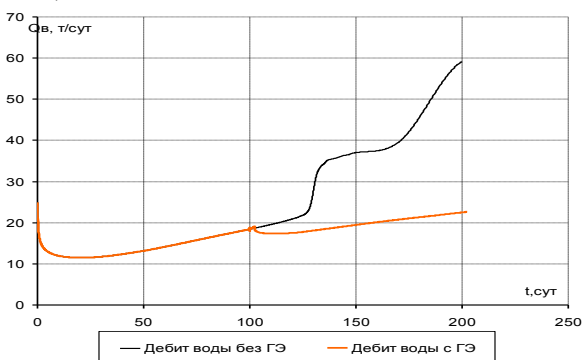


Рис. 5. Распределение давления и линий тока нефти через 200 сут с начала с закачкой ВГГ.

Согласно динамике дебитов нефти и воды с учетом закачки ВГГ и без такового хорошо видно, что ВГГ препятствует продвижению воды по трещине. Последнее не дает воде прорваться к добывающей скважине. Но между тем, не препятствует эффективному вытеснению нефти водой и поддержанию пластового давления (рис. 6).



а)



б)

Рис. 6. Сравнение динамик дебитов нефти и воды с закачкой ВГГ и без него.

Согласно графикам (рис. 7) совокупный эффект за 100 сут эксплуатации добывающей скважины с момент закачки ВГГ составляет 2708347 т нефти.

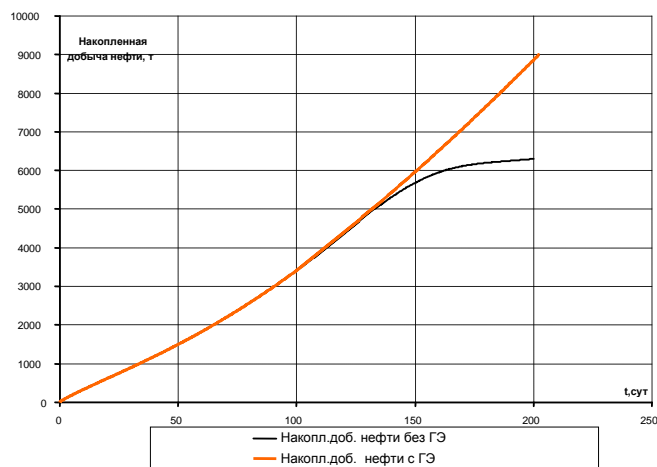


Рис. 7. Сравнение накопленной добычи нефти с закачкой ВГГ и без.

Более того эффект будет продолжаться еще не менее 100–150 сут.

Выводы:

Исследования на экранной модели могут быть хорошей альтернативой для измерений реологических свойств веществ, которые различаются по размеру и форме в миллиметровом диапазоне. На основе авторских экспериментов показано, что коэффициент набухания ВГГ зависит от концентрации рассола и скорости потока, а также размера частиц геля.

Проведенное моделирование на специальной гидродинамической модели процесса блокирования техногенной трещины показало эффективность применения водонабухающих гранулированных гелей.

Литература:

- Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate // SPEJ. 2009. V. 14 (3). P. 450-461. SPE-100049-PA. doi: 10.2118/100049-PA
- Du Y., Gong J.P. In surface friction and lubrication of polymer gels / ed. G. Biresaw and K.L. Mittal, CRC Press, Boca Raton, Florida, May 2008, ch. 11. P. 223-246.
- Ganguly S., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. The effect of fluid leakoff on gel placement and gel stability in fractures. Paper SPE 64987 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13-16 February 2001.
- Larkin R., Creel P. Methodologies and solutions to remediate inter-well communication problems on the SACROC CO2 EOR Project-A Case Study. paper SPE 113305 presented at 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 19-23 April 2008.
- Ramazani-Harandi M.J., Zohuriaan-Mehr M.J., Ershad-Langroudi A., Yousefi A.A., Kabiri K. Rheological determination of the swollen gel strength of the superabsorbent polymer hydrogels // Polym. Test. 2006. V. 25. P. 470-474.
- Wang D., Seright R.S., Shao Z., Wang J. Key aspects of project for polymer flooding. Paper SPE 109682 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11-14 November 2007.
- Wu Y., Bao B. Modeling particle gel propagation in porous media. Paper SPE 115678 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21-24 September 2008.

USING HYDRODYNAMICS MODEL TO SIMULATE EFFECTIVENESS OF GRANULAR GELS TO PLUG FRACTURE

G.H. Ali

Kirkuk University, Kirkuk, Iraq

The ultimate goal of this paper is to simulate a mathematical modeling of granular water swellable gels which be used in mature oil fields to plug high permeable zone or fracture. This model modified by correlating screen test results with fracture experiment results so that the apparent consistency constant and the apparent flow index obtained from screen tests were introduced to replace the consistency constant and flow index from general power law equation to calculate pressure gradient and effective viscosity along the fracture. The simulation was performed with the use of hydrodynamic simulation Nimezida 2014. The results showed the effectiveness of the technology application of granular gels.

Keywords: water saturation, pressure gradient, fracture, Screen model, gel

ГРП КАК МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Н. Зюзько, М.И. Забоева

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: alex_zyuzko@mail.ru

Гидравлический разрыв пласта ГРП (основная технологическая составляющая метода Фрекинга) – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, горизонтальные скважины, углеводороды

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины [1-4].

Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважинах проводятся в соответствии с требованиями «Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности при взрывных работах».

Перфорация обеспечивает сообщение между скважиной и коллектором в стимулируемом ГРП пласте, гидравлическую связь между трещиной ГРП и стволом скважины. При проведении скважинных работ важно не допустить закупорки перфорационных отверстий. Все операции, которые могут привести к осыпям (цементирование, отсыпки, проработка скребком и др.) должны проводиться до перфорирования. Затем жидкости в скважине вытесняются чистыми жидкостями при промывке. Эта

операция также проводится до перфорирования.

Во многих случаях, особенно при осадконакоплениях, рекомендуется повторное перфорирование до начала ГРП. Цель перфорации перед проведением гидроразрыва состоит в том, чтобы выбрать оптимальные параметры, которые минимизируют потери давления трения в пристволенной части и риск преждевременного «СТОПа» при закачке проппанта, падение давления в призабойной зоне и вынос проппанта при эксплуатации.

После проведения ГРП на скважинах с эффективностью жидкости более 60% проводится процедура отработки скважины, с целью достижения скорейшего (принудительного) закрытия трещины ГРП. Данная процедура выполняется контрагентами, выполняющими операции по ГРП.

Принудительное закрытие (моментальное) трещины ГРП производится на скважинах, на которых не получен эффект концевой экранирования трещины (TSO) и заключается в снижении давления в скважине ниже давления закрытия трещины сразу после остановки насосов. На месторождениях Компании время от остановки насосов до закрытия трещины ГРП варьируется в очень широком диапазоне, от нескольких минут (на относительно высоко проницаемых месторождениях с пониженным пластовым давлением) до 1/2 часа и более на низко проницаемых месторождениях. Поэтому основной целью принудительного закрытия трещины ГРП является устранение воздействия конвекции и оседание проппанта в трещине, равномерное распределение проппанта в трещине, скорейшая консолидация проппантной пачки, в том числе и для ограничения выноса твердой фазы при эксплуатации скважины, закрытие трещины на проппанте.

Работы по принудительному закрытию трещины ГРП выполняются персоналом бригады ГРП контрагента непосредственно сразу после окончания закачки основной работы с использованием специального оборудования высокого давления. К оборудованию для принудительного закрытия трещины относятся прямые трубы, тройники, сплошные заглушки, нерегулируемые штуцеры и ответвления, замерная емкость объемом 12-15 м³.

К технологическим факторам, вызывающим резкое уменьшение дебита и коэффициента продуктивности скважин в первые несколько месяцев после ГРП следует отнести вынос проппанта. Пуск скважины в работу после ГРП с наибольшими дебитами и депрессиями влечет за собой большой вынос проппанта из трещин в пласте. В результате снижается раскрытость трещин, причем вероятнее всего в непосредственной близости и эксплуатационной колонне. Со временем образуется трещина-заполненная проппантом, горизонтальное сечение которого представляет форму овала. В результате пропускная способность трещины вблизи эксплуатационной колонны ниже, чем вдали от неё, что и

характеризует пологое падение коэффициента продуктивности на 2 участке.

Одним из выходов для решения данной проблемы является «щадающий» вывод на режим и последующая эксплуатация скважин после ГРП. Под этим подразумевается эксплуатация скважин в начальный момент при динамическом уровне не ниже 1000 м. Снижение депрессии на пласт, и как следствие – значительное снижение выноса проппанта из пласта позволит снизить износ рабочих поверхностей погруженного оборудования.

Литература:

1. ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» (Москва, ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России» 2003, утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.03 № 71, зарегистрированным Министерством юстиции РФ 18.06.03 г., регистрационный № 4718).
2. РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах», утвержденные Минтопэнерго РФ 18.08.1997 г.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 (ред. от 12.01.2015 г).
4. API RP-60 Стандарт Американского института нефти (American Petroleum Institute – API). «Методические рекомендации по испытанию высокопрочных проппантов, используемых в операциях по гидравлическому разрыву пласта».

HYDRAULIC FRACTURING AS A MEANS OF INCREASING THE INTENSIFICATION OF HYDROCARBON PRODUCTION

A.N. Zyuzko, M.I. Zaboieva

Tyumen IU, Tyumen, Russia

Hydraulic fracturing of the reservoir (the main technological component of the Fracking method) is one of the ways to intensify the operation of oil and gas wells and increase the injection capacity of injection wells.

Keywords: hydraulic fracturing, horizontal wells, hydrocarbons

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.К. Валеев

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: kamillius@ya.ru

В работе представлен обзор опыта разработки Медвежьего месторождения. В процессе разработки было установлено, что запасы природного газа значительно выше первоначальных, поэтому вносились коррективы в уровни добычи.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, Медвежье месторождение, контроль над разработкой, газодобывающий контакт, план по добыче

Основные решения по разработке.

Медвежье месторождение введено в разработку в мае 1972 г. С начала разработки Медвежьего НГКМ из сеноманской газовой залежи отобрано 1918,760 млрд.м³ газа или 81,75% от начальных

утверждённых запасов (2347,125 млрд.м³), из апт-альбских отложений Ныдинского участка отобрано 13,483 млрд.м³ газа или 15,81 % от начальных утвержденных запасов (85,228 млрд.м³) по состоянию на IV квартал 2018 года [1].

В процессе разработки было установлено, что запасы природного газа значительно выше первоначальных, поэтому вносились коррективы в уровни добычи.

Помимо природного газа, на Медвежьем месторождении ведутся работы по добыче так же газового конденсата. Количество извлеченного стабильного газового конденсата за III квартал 2018 года составило 0,272 тыс.тонн. Всего с начала разработки апт-альбских отложений Ныдинского участка Медвежьего НГКМ количество извлеченного стабильного газового конденсата составило 27,006 тыс. тонн или 1,72% от начальных запасов (1571 тыс. тонн).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Месторождение в целом разрабатывается равномерно, согласно проектным показателям, увеличение числа скважин бездействующего фонда, начиная с 1992 г. и по сегодняшний день объясняется повышением сложности и времени ремонтных работ по изоляции притока пластовых вод и связанного с этим разрушением призабойной зоны продуктивного пласта.

Месторождение разрабатывается в условиях проявления активного водонапорного режима. Объем внедрившейся воды по расчетам на конец 2018 г. составил – 9545,9 млн м³ [1].

С начала разработки пластовое давление снизилось по зонам отборов – Южной, Центральной и Северной на 100,566; 105,041; 98,49 ата и северный участок ГП-8 на 85,5 ата соответственно.

Таблица 1

Распределение пластового давления по зонам отбора и его изменение за III квартал 2018 года

Зоны отбора	Р пласт. за III квартал	Снижение Р пластового, ата		
		С начала разработки	За III квартал	С начала года
Южное поднятие	16,734	100,566	-0,145	0,656
Центральное поднятие	12,259	105,041	0,965	1,431
Северный участок	18,81	98,49	0,15	0,9

Анализ текущего состояния разработки месторождения. В настоящее время в условиях падающей добычи основная задача исследований заключается в получении комплекса данных для анализа текущего состояния разработки, определения фильтрационных коэффициентов, продуктивных характеристик скважин и добычных возможностей залежи в целом. Для контроля за изменением пла-

стового давления и составления технологических режимов работы скважин ежемесячно замеряют статические давления на устьях эксплуатационных и наблюдательных скважин. Пластовое давление рассчитывается на середину интервала перфорации. За 2018 год проведено 296 газодинамических исследований, в том числе на стационарных режимах фильтрации с использованием ДИКТа – 284 исследования с коллектором Надым-1, замером количества механических примесей и воды – 259 скважино-исследований [1].

Сеноманские продуктивные отложения характеризуются высокими фильтрационными свойствами. В начальный период эксплуатации рабочие дебиты скважин превышали проектные [2]. С выходом месторождения на проектный уровень годовой добычи, дебиты скважин приблизились к проектным значениям, в настоящее время они несколько ниже проектных, что обусловлено падением пластового давления, ограничением дебитов газа из-за выноса воды и песка.

Внедрение пластовых вод в продуктивные отложения способствует водопескопроявлению и обводнению эксплуатационных скважин. Этот фактор со временем прогрессирует и обуславливает возрастание числа капитальных ремонтов скважин, что отразится на уровне годовых отборов. Это подтверждается ежегодным ростом объема ремонтных работ. За текущий год в 32-х скважинах проведён капитальный ремонт, из которых 10 ликвидированы [4].

Необходимо отметить, что интенсификационные работы в некоторых случаях проводились в скважинах, остановившихся по причине самозадавливания и только закачка метанола и ПАВ позволили продолжить их эксплуатацию.

Уровень годовой добычи Медвежьего месторождения имеет тенденцию к снижению и определяется величинами пластовых давлений и предельных депрессий в каждом районе добычи [2]. Поддержание уровня годовых отборов обеспечивается интенсивными методами – проведением различных технических мероприятий, научно обоснованных и направленных на поддержание и улучшение продуктивных характеристик, как отдельных скважин так и месторождения в целом. Месторождение эксплуатируется согласно "Проекта разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации". Накопленный отбор и годовая добыча газа соответствует проектным величинам, пластовые давления соответствуют проектным с разницей по отдельным участкам.

Анализ изменения давления по площади и разрезу продуктивных отложений.

Рациональная разработка месторождения требует обеспечения равномерной отработки запасов газа как по площади газоносности, так и по разрезу продуктивных отложений [3]. В этих целях была принята дифференцированная схема вскрытия,

обеспечивающая равномерный охват перфорацией всех частей месторождения.

Анализ распределения пластового давления по площади проводится периодически четыре раза в год после замеров статического давления на устье скважин и играет важную роль для анализа разработки и регулирования отборов газа из месторождения [2]. Давление замеряется в 38 наблюдательных и на всех скважинах эксплуатационного фонда.

Большое значение имеет качество замеров. Автор исследовал закономерности изменения температурных погрешностей измерения давления образцовыми манометрами в условиях отрицательных температур [5]. Установлено, что температурная погрешность имеет линейную зависимость от величины измеряемого давления и температуры окружающего воздуха, получены эмпирические зависимости для определения величины погрешности измеряемого давления от температуры окружающего воздуха. Применение предлагаемой методики учета и исключения погрешностей позволило расширить температурный диапазон возможного применения образцовых манометров с сохранением точности замеров, обусловленной паспортными данными приборов.

За 46-летний период разработки пластовое давление в целом по месторождению снизилось на 58,6% от начального значения [1]. Характер его распределения по площади газоносности во времени формировался под влиянием пяти основных факторов: особенности геологического строения зон отбора; продолжительности эксплуатации зон отбора; накопленной добычи газа; темпа отбора (соотношение годовой добычи к запасам зоны отбора); характера проявления водонапорного режима.

Динамика газовой контактной. На Медвежье месторождении с начала эксплуатации ведется систематический контроль за положением текущего ГВК и изменением газонасыщенности пластов-коллекторов продуктивных отложений по временным замерам нейтронного гамма каротажа (НГК) [4].

Анализ динамики положения ГВК имеет важное значение при: планировании обводнения эксплуатационных скважин; проведении капитальных ремонтов скважин с целью осушки призабойной зоны.

Карты подъема ГВК строятся 1-2 раза в год, после чего определяется расстояние от текущего положения ГВК до нижних перфорационных отверстий каждой скважины.

Регулярное наблюдение за изменением давления в водонапорной системе, которое проводится в

пьезометрических скважинах, показало довольно значительное снижение уровней, что указывает на наличие гидродинамической связи между водонапорной и газоносной частями сеноманских отложений и свидетельствует о вторжении в залежь пластовых вод.

План по добыче газа и его выполнение. Сеноманская газовая залежь разрабатывается с 1972 года. В табл. 2 приведены актуальные данные по отбору газа на 01.11.2018 г. Так запасы (утв. в ГКЗ) протокол №1495 от 24.02.08 составляют 2347,125 млрд.м³. Текущий коэффициент газоотдачи равен 81,80%. Отобрано 1919,096 млрд. м³ [1].

Результаты добычи газа по результатам за октябрь 2018 года с самого начала разработки: ГП №1 – 239406899 тыс. м³; ГП №1 – 173582515 тыс.м³; ГП №1 – 188970801 тыс. м³; ГП №1 – 234465489 тыс. м³; ГП №1 – 175106494 тыс. м³; ГП №1 – 149238368 тыс. м³; ГП №1 – 143506882 тыс. м³; ГП №1 – 232749516 тыс. м³; ГП №1 – 382879372 тыс. м³

Хотелось так же отметить, что на 01.09.2018 г. 67 скважин работают в режиме самозадавливания [1].

Контроль за разработкой сеноманской залежи. На месторождении контроль за разработкой сеноманской залежи, осуществляется геологической службой Медвежинского ГПУ и НТЦ предприятия, путем систематического контроля и анализа процесса разработки месторождения, на основе регулярных замеров и наблюдений [6], а также применения комплекса геолого-промысловых, геохимических и геофизических исследований, проводимых в эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважинах.

Система контроля включает следующий комплекс исследований: систематические и контрольные замеры устьевых, статических и пластовых давлений, уровней жидкости в пьезометрических скважинах, положения контакта газ вода, измерения дебитов и химического состава газа, воды по скважинам в процессе разработки [7].

По результатам всего комплекса исследований устанавливаются ежеквартальные технологические режимы работы газовых скважин.

Заключение.

Промышленная эксплуатация месторождения Медвежье началась в апреле 1972 г. Продуктивный горизонт месторождения связан с сеноманскими образованиями, залегающими на глубинах 1060-1210 м.

Таблица 2

Добыча газа за 2018 год

Добыча газа млн м ³									
I квартал		II квартал		III квартал		IV квартал		Год	
План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
1910	2092	1760	1868	1464	1377	1675		6809	5337

Залежь сеномана относится к пластово-массивному типу и по всей площади подстилается подошвенной водой. Эффективная мощность продуктивной толщи 10-93 м, пористость изменяется от 22-38%, проницаемость колеблется от $20 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $2000 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Начальное пластовое давление 11,52 МПа, пластовая температура у кровли и подошвы 34 и 37°C соответственно. Начальные запасы газа составляли 2,3 трлн. м^3 [1].

По данным геолого-промыслового контроля за разработкой в продукции многих скважин отмечается наличие механических примесей и повышенное содержание жидкости, т.е. были выделены скважины, в которых следует организовать капитальный ремонт по очистке зоны фильтра от песчано-жидкостных пробок.

Результаты гидрохимического анализа показали, что с присутствием пластовой воды и смеси пластовой и конденсационной воды работают 83 скважины. В связи с существенным падением пластового давления и началом периода падающей добычи на месторождении растет число самозадавливаемых скважин, продувка стволов которых проводится с интенсивностью от 2 раз в неделю до 2 раз в месяц.

По данным геофизического контроля за разработкой отмечен неравномерный подъем ГВК в различных частях месторождения, что связано со сложным литологическим строением сеноманской газовой залежи. На Южном куполе внедрение подошвенной воды в газовую залежь наблюдается практически повсеместно, возрастание высоты подъема отмечается от приконтурной части к своду структуры. Поверхность текущего ГВК в центральной части Медвежьего месторождения представляет собой вытянутую сферическую поверхность, осложненную наиболее приподнятым участком в районе ГП-6 и довольно пологим сводом, погружающимся в северном направлении. Поверхность ГВК на Ныдинском поднятии представляет собой купол с максимальными отметками в юго - восточной части и вытянутый в северном направлении.

Несмотря на то, что Медвежье месторождение разрабатывается в условиях проявления активного водонапорного режима и падающей добычи, за 2018 год активно разрабатывается и пробуриваются поисково-оценочные скважины (1С, 2С, 3С, 4С, 5С, 6С и 72) на верхней Березовской свите на глубине 1050 метров. Определены запасы и давление, разработка и дальнейший контроль над разработкой утверждены на перспективу. Данные являются коммерческой тайной, но на одном Сеномане разработка Медвежьего месторождения не прекратится. Получив достаточное финансирование и определив существующие перспективы работы можно отметить, что месторождение по своей природе находится на стадии «зрелости» и дальнейшего многообещающего развития.

Литература:

1. Облеков Г.И. Геологический отчет ПО Надымгазпром. Надым, 2018. 66 с.
2. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М: Недра, 1984. 486 с.
3. Гриценко А.И., Истомин В.А. и др. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 473 с.
4. Гордеев В.Н., Диссертационная работа «Повышение эффективности эксплуатации скважин и регулирования разработки обводняющихся газовых залежей Крайнего Севера». Надым, 1997. 183 с.
5. Нанивский Е.М., Маслов В.Н., Отчет по научно - исследовательской работе. Составить проект разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения на поздней стадии эксплуатации. Тюмень, 1995. 213 с.
6. Кондратьева И.Г., Методические указания к выполнению раздела «Безопасность и экологичность проекта» в дипломных проектах технологических специальностей. Ротапринт ТюмГНГУ, Тюмень, 2000. 315 с.
7. Нанивский Е.М., Маслов В.Н. Проект разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения. Тюмень, 1998. 456 с.

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF THE BEAR FIELD

K.K. Valeev

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents an overview of the experience of developing the Bear field. During the development process, it was found that natural gas reserves are much higher than the initial ones, therefore, adjustments were made to production levels.

Keywords: hydrodynamic studies, Bear field, development control, gas-water contact, production plan

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

Н.Н. Джаббаров

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: djabbarovnn@tyuiu.ru

В статье представлен обзор технологий проведения обработки призабойной зоны пласта при разработке нефтяных месторождений. Представлено обоснование эффективности применения данной технологии на добывающем фонде скважин, которые эксплуатируются на объектах ачимовской толщи.

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

Состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) – важная характеристика, которая показывает степень эффективности разработки нефтяных месторождений. Чаще всего фильтрационные свойства пород-коллекторов в ПЗП из-за влияния технологических факторов (загрязнение фильтратом бурового раствора и жидкости глушения, выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений) ниже, чем в удаленной зоне пласта. Высокая послойная неоднородность по проницаемости, наличие контакта с водо-

носной частью залежи приводят к обводнению продукции скважин, а также к частичному или полному отключению из разработки интервалов пласта с пониженной проницаемостью. Таким образом, возникает необходимость проведения мероприятий по увеличению фильтрационных свойств пород в ПЗП, выравниванию профилей притока и приемистости, ликвидации конусов обводнения и заколонных перетоков воды. Из-за кратковременности эффекта от воздействия на ПЗП, который редко длится более года, эти работы проводятся на протяжении всего срока разработки объектов и являются основным средством вывода скважин на оптимальный режим эксплуатации [1-3, 5-7].

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

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

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

Удельная эффективность перфорационных мероприятий оценивается на уровне 911,3 т/скв.-опер., при средней продолжительности эффекта 611 сут и среднем приросте дебита нефти 1,5 т/сут. Средняя кратность увеличения дебита нефти после воздействий составила 2,4 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 77,8 (2,5) т/сут до 94,2 (6,0) т/сут, при снижении обводненности скважин с 96,8% до 93,6%. За счёт проведения 135 перфорационных мероприятий дополнительно добыто 123,03 тыс.т нефти, с учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 188,88 тыс.т.

Удельная эффективность перфорационных мероприятий совместно с ОПЗ химреагентами оценивается на уровне 657,1 т/скв (305,0 т/скв.-опер.), при средней продолжительности эффекта 605 сут и среднем приросте дебита нефти 0,5 т/сут. Средняя кратность увеличения дебита нефти от воздействий составила 1,9 раза. Средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 48,1 (2,5) т/сут до 63,7 (4,8)

т/сут., при снижении обводненности скважин с 94,9% до 92,5%. За счёт проведения 110 перфорационных мероприятий совместно с ОПЗ химреагентами дополнительно добыто 72,29 тыс. т нефти, с учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 91,95 тыс. т.

Всего за счёт проведения 420 мероприятий в период эксплуатации 274 добывающих скважин на 01.01.2016 дополнительно добыто 238,79 тыс.т нефти, при удельной эффективности мероприятий 871,5 т/скв. (568,5 т/скв.-опер.). С учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча нефти составила 326,63 тыс.т [4].

На *добывающем фонде скважин объекта БС8/2* за анализируемый период проведено два мероприятия по воздействию на ПЗП, в том числе одна глино-кислотная ОПЗ (ГКО) и один дострел нефтенасыщенных интервалов. Объём закачки химических реагентов при проведении ГКО составил 2,0 м³.

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

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

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

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

Учитывая высокую обводненность продукции скважин при проведении ОПЗ в кислотный состав необходимо обязательно добавлять НПАВ и 3% уксусную кислоту, а при закачке глинокислоты – 3% борную кислоту. Это позволяет удалять из ПЗП коллоидные остатки железа, привнесенные туда фильтратом жидкости глушения и кислотным составом, а также переводить соли кремния в растворимые в воде соединения. Добавка ПАВ способствует диспергированию глинистых агрегатов цемента, более полному растворению асфальто-смолистых отложений, создаваемых при этом нефtekислотные эмульсии менее вязкие и стойкие [8-18]. Наличие ПАВ, спиртов и ацетона в кислоте существенно снижает скорость их реакции, как с породой, так и со скважинным оборудованием.

Литература:

1. Вахобов А.А., Коровин К.В. Опыт применения обработок призабойной зоны на месторождениях ХМАО-Югры // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 18.
2. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
3. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
4. Джаббаров Н.Н. Оценка эффективности ОПЗ на основе проведения трассерных исследований на одном из месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21.
5. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 21-22.
6. Зотова О.П., Зубарев Д.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Особенности разработки отложений Тюменской свиты // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 28-29.
7. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
8. Михеева Т.А., Кобцева А.В. Анализ применения твердых и жидких пав на скважинах Медвежьего ГКМ // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 55-56.
9. Саган Д.П. Основные методы обработки призабойной зоны пласта Варьеганского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 4, № 2. С. 10-11.
10. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
12. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Фундаментальные исследования. 2016. № 12-5. С. 993-997.
13. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
14. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4 (71). С. 20-21.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 23.
16. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строение отложений тюменской свиты ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68). С. 33-34.
17. Тухбатуллина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопитока на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 27-29.
18. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk autonomous okrug - Yugra Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. С. 15-21.

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

N.N. Jabbarov

Tyumen I U, Tyumen city, Russia

This article provides an overview of the technology of the bottomhole formation treatment during the development of oil fields. The substantiation of the effectiveness of the use of these technologies in the production of wells that are operated

at the Achimov strata is presented.

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

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

A.C. Ivanov

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: ivas_89@mail.ru

В работе рассматриваются проблемы проектирования методов увеличения нефтеотдачи и пути их решения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, оценка эффективности, Западная Сибирь

Проблема, связанная с добавочным извлечением нефти, обусловлена необходимостью найти решение ряда трудных задач. Сложность поставленных задач выражается следующими положениями:

- отсутствие конкретики и четкости в разделении запасов нефти, которые остаются в пласте по завершению проектной разработки месторождения при полном и рациональном использовании современной техники и технологий;
- большая степень увлажнения нефтяных месторождений;
- нехватка информации, которая полно и правильно отображает изменения, произошедшие в характеристиках канала для отвода жидкостей в канализации и спутников нефтяных месторождений, в предшествующий временной интервал разработки.

Нельзя не отметить, что пласты – это комбинация зон с разнообразным неоднородным содержанием нефти в породе-коллекторе. Извлечение нефти из такого корректора нуждается в применении новейших технологий, предназначенных для грамотного извлечения нефтепродуктов [2].

Значение коэффициента вытеснения нефти и результативность способов и инструментов, которые воздействуют на него, обуславливаются характеристиками воды, находящейся в нефтяном пласте, и пористой среды. В большинстве случаев характеристики геологического и физического плана, необходимые для конструирования, можно определить в стадии разработки. Проведенные исследования показывают, что параметры претерпевают значительные преобразования в процессе разработки многопластового нефтяного месторождения.

Процесс увеличения коэффициента вытеснения затрудняется тем, что необходимо обеспечить поставку нужных химических реактивов в частях пласта, которые сильно заводнены. Речь идет о замещении воды, находящейся в пласте, на раствор хи-

мических реактивов. Однако это требует значительных денежных ресурсов. Следовательно, чтобы сократить количество затрат, необходимо рационально использовать методы и способы, с помощью которых можно осуществить увеличение значения коэффициента вытеснения, на первых этапах разработки нефтяного месторождения.

Разработка тонкого промежуточного слоя и зон пластов, которые характеризуются трудностями, возникающими при извлечении запасов, является трудоемкой задачей. Это связано с тем фактом, что зачастую такие разработки влекут за собой значительную корректировку технологий.

Если рассматривать перспективный путь улучшения процесса нефтеотдачи, то можно использовать системно-адресные технологии, предназначенные для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Такие технологии применяются исключительно на определенные пластовые зоны.

Системно-адресный подход нуждается в дополнительном финансировании, однако результат, полученный на основе данного подхода, компенсирует все дополнительные затраты. Во-первых, он эффективно исследует состояние разработки многопластового нефтяного месторождения. Во-вторых, он способствует грамотному выбору инструментария воздействия. Таким образом, можно выделить основные преимущества такого метода:

- возрастание количества запасов;
- уменьшение степени увлажнения нефтяных месторождений;
- увеличение результативности процесса по добыче полезных ископаемых из недр Земли.

Уменьшение давления на забое работающей нефтяной скважины – простой метод увеличения добычи нефти. Существует еще ряд способов, с помощью которых можно улучшить уровень добычи полезных ископаемых:

- разрушение горных пород с помощью специальных технологий;
- увеличение коэффициента использования глубоких и узких отверстий в почве;
- осуществление очистки призабойной зоны.

Следовательно, каждая современная компания, занимающаяся работой с нефтью, начала исследовать вопрос об уменьшении давления на забое нефтяной скважины. Но можно выделить ряд факторов ограничительного характера:

- выделение газа изнефти;
- увеличение уровня напряжения коллектора;
- разрушение матрицы (вынос песка);
- сжатие последней колонны обсадных труб, на которую крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород;
- образование заколонных перетоков жидкости в скважинах при освоении;

- выпадение высокомолекулярных компонентов нефти.

Перечисленные факторы обуславливаются значением давления на забое работающей нефтяной скважины. Данная величина не должна выходить за установленные нормы [1].

Нужно отметить, что такие давления следуют грамотно отличать от значений оптимальных забойных давлений. Главная задача таких давлений – гарантия результативной выработки пластов в соответствии с критерием оптимальности. Такие критерии на сегодняшний день считаются неоднозначными. Причем они разные для каждого вида скважин. Добывающие скважины в качестве оптимальных критериев имеют:

- максимальное количество воды или нефти, даваемое источником в определенные промежутки времени;
- минимальный уровень увлажнения нефтяных месторождений при постоянном осуществлении добычи полезных ископаемых;
- высокие показатели извлечения нефти из месторождения;
- значительное искажение характеристик фильтрации.

Для скважин нагнетательного характера в качестве оптимальных критериев могут выступать:

- резкое увеличение значений параметров фильтрации;
- максимальное воздействие на пласт при разработке нефтяных месторождений;
- увеличение денежных ресурсов, необходимых на закачку и другие процессы.

Мы предлагаем в качестве оптимальных критериев применять два критерия:

- максимальная величина накопленной добычи;
- максимальное число чистого дисконтированного дохода

Если говорить о первом пункте, то необходимо принимать во внимание разнообразные факторы геолого-технической направленности:

- геологические характеристики месторождения полезных ископаемых;
- воздействие воды, находящейся в нефтяном пласте;
- увеличение или уменьшение скважин.

Рассматривая второй критерий, можно отметить, что он предоставляет возможность расширить объем характеристик и добавить в него следующие параметры: затраты, зависящие от объема добычи, перевозки и средней цены [3].

Таким образом, перед нами оптимизационная задача, решение которой требует разработки новой методики. Чтобы грамотно решить задачу, был предложен метод, опирающийся на применение результатов управления разработкой месторождения. Также были использованы различные методики, связанные с решением задач обратного типа.

Были проведены определенные расчеты на гидродинамических симуляторах. На основе полученных результатов, были предложены новые оптимизационные разработки.

Следовательно, были сформулированы основные выводы о методах повышения эффективности разработки месторождений. Выбор оптимальных давлений на забое работающей скважины определяется двумя параметрами: соотношением давления, при котором газ начинает выделять из жидкости, и первоначальным давлением газа в газонасыщенном объеме пласта, а также проницаемостью пористой среды для нефти и газа. Если возникают ситуации, при которых давления насыщения соответствуют пластовым давлениям, то оптимальные забойные давления сильно будут отличаться от предельно-допустимых значений. Следовательно, возникает необходимость произвести расчет давления насыщения. Итак, значение давления насыщения может быть значительно ниже оптимальных значений пластового давления. Если такая ситуация возникает, то необходимо поставить предельно допустимые забойные давления. Однако их расчет представляет собой сложный процесс, который требует понимания сущности ряда экономических критериев.

Нельзя не отметить, что дополнительно были исследованы последствия негативного характера несоответствия значений давления оптимальным. Были выработаны рекомендации, применение которых на практике может коренным образом повлиять на эффективность разработки месторождений. Чтобы это осуществить, необходимо не только повысить результативность регулирования процессами разработки, но и уделить большое внимание увеличению добычи полезных ископаемых.

Литература:

1. Альварардо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. М.: Премимум Инжиниринг, 2011. 244 с.
2. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях на основе геолого-физической информации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Сб. труд. Межд. научно-практ. конф. 7-8.09.2011. Казань, 2011. С. 229-232.
3. Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. С. 72-76.

METHODS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF FIELDS IN WESTERN SIBERIA

A.S. Ivanov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper discusses the problems of designing methods for increasing oil recovery and ways to solve them.

Keywords enhanced: oil recovery methods, performance evaluation, Western Siberia

МСГРП КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Н. Зюзько, М.И. Забоева

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: alex_zyuzko@mail.ru

В работе представлена характеристика многостадийного гидроразрыва пласта, который относится к методам повышения интенсификации добычи. Особенно эффект отмечается в горизонтальных скважинах.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, горизонтальные скважины, нефтяное месторождение

Многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП) – одна из самых передовых технологий в нефтяной отрасли промышленности, наиболее эффективная для горизонтальных скважин. Отличие МСГРП от 1-стадийного ГРП в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта. В горизонтальных скважинах, пробуренных в нескольких пластах, есть возможность проведения непрерывного гидроразрыва пласта отдельно в каждом стимулируемом интервале с помощью системы затрубного пакера для необсаженных стволов.

Основной задачей любой применяемой компоновки МСГРП является обеспечение контролируемой закачки жидкости (смеси с пропантом, либо кислотной композиции) в строго определенный изолированный участок горизонтального ствола. Компоновки МСГРП должны удовлетворять следующим требованиям:

– соответствовать условиям стандартного задания на оказание услуг по предоставлению подвеса, технологической оснастки и инженерному сопровождению спуска хвостовиков в скважины с проведением МСГРП принятому в Компании;

– иметь достаточный внутренний проходной диаметр, позволяющий эффективно проводить внутрискважинные работы как с применением ГНКТ наиболее распространенных типоразмеров (32, 38 и в некоторых случаях 44 мм), так и силами КРС. Рекомендуются обсадные трубы для применения компоновок МСГРП на месторождениях компании являются $\varnothing=114$ мм с толщиной стенки 7,4 мм, а также $\varnothing=101,6$ мм с толщиной стенки 6,5 мм.

Выбор необходимого количества стадий необходимо производить из двух условий:

– технологического: соблюдение технологии ГРП, а именно недопущения перепродавки;

– геолого-экономического: необходимо проведения гидродинамического моделирования и экономического анализа для определения оптимального количества стадий для конкретных геологических условий и условий разработки [1-3].

Расчет минимального расстояния между портами с точки зрения технологии ГРП. Данный рас-

чет применим в случае проведения проппантного МСГРП с использованием муфт управляемых шарами-отсекателями, которые запускаются без применения устройства для запуска шаров (balldropper), т.е. при помощи байпасноманифольда либо линии с отдельным насосом. К технологическим факторам, вызывающим резкое уменьшение дебита и коэффициента продуктивности скважин в первые несколько месяцев после ГРП следует отнести вынос проппанта. Пуск скважины в работу после ГРП с наибольшими дебитами и депрессиями влечет за собой большой вынос проппанта из трещин в пласте. В результате снижается раскрытость трещин, причем вероятнее всего в непосредственной близости и эксплуатационной колонне. Со временем образуется трещина, заполненная проппантом, горизонтальное сечение которого представляет форму овала. В результате пропускная способность трещины вблизи эксплуатационной колонны ниже, чем вдали от неё, что и характеризует пологое падение коэффициента продуктивности.

В случае отсутствия приемистости после посадки шара рекомендуется проведение гидроразрывов (ГВЗ), т.е. кратковременная закачка линейной жидкости в НКТ до достижения максимально допустимого давления, с последующим стравливанием (либо падением давления вследствие наличия приемистости), подобные ГВЗ проводятся циклически. Приведенные ниже рекомендации основаны на имеющемся опыте при проведении МСГРП на месторождениях Компании.

Решение о применении того или иного метода проведения МСГРП принимается уже на стадии проектирования скважины. Преимущества применения того или иного метода сопоставляются с ценой его проведения. За последние 5 лет на месторождениях Западной Сибири были внедрены и опробованы различные методы проведения МСГРП: метод муфт ГРП с использованием нерастворимых и растворимых шаров, метод разрывных муфт ГРП. Сейчас МСГРП стал серийной операцией практикуемой большинством нефтяных предприятий России.

Литература:

1. РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах» (утв. Минтопэнерго России 18.08.97 г.).
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (разработана НИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб (АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1997).
3. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (утв. Минэнерго России 07.05.2001 г.).

MSHF AS A METHOD TO INCREASE THE INTENSIFICATION OF HYDROCARBON PRODUCTION

A.N. Zyuzko, M.I. Zaboeva

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The paper presents the characteristics of multi-stage hydraulic fracturing, which refers to the methods of enhancing produc-

tion enhancement. Especially the effect is observed in horizontal wells.

Keywords: hydraulic fracturing paste, horizontal wells, oil field, hydrocarbons

СПОСОБЫ УСТАНОВЛЕНИЯ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН

С.В. Русаков

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: stepan-batman@mail.ru

Предметом изучения данной работы являются способы установления интерференции скважин. В статье рассмотрены существующие методы и предложен новый алгоритм, основанный на анализе промысловых данных с использованием уравнения материального баланса. Метод позволяет получить представление о распределении потоков между нагнетательными и добывающими скважинами и применим для любых типов залежей.

Ключевые слова: управление заводнением, взаимовлияние скважин, уравнение материального баланса

В условиях современных макроэкономических вызовов нефтяные компании ограничены в возможности поддержания и наращивания добычи нефти за счет экстенсивного развития инвестиций в новые проекты. В таких условиях особенно актуальной является стабилизация добычи зрелых месторождений, структура запасов которых требует качественно нового подхода к принятию решений, позволяющих с максимальной эффективностью управлять процессами заводнения нефтяных пластов оптимизируя себестоимость добычи нефти за счет снижения объемов непроизводительной закачки воды и нежелательного обводнения продукции скважин. В свою очередь, для контроля и регулирования процессов необходимо иметь наиболее полное представление о распределении потоков между добывающими и нагнетательными скважинами в пласте, иными словами об их взаимовлиянии в пределах элементов системы заводнения.

Подходы к решению обозначенной задачи могут иметь вид прямых либо косвенных исследований.

К первому типу относятся методы промыслово-геофизического и гидродинамического контроля за разработкой: гидропрослушивание скважин, трассерные исследования, которые при очевидных достоинствах обладают и серьезными ограничениями обусловленными высокой стоимостью их проведения, состоящей как из непосредственно затрат, так и потерь добычи, обусловленных остановкой скважин. Очевидно, что выполнение подобных исследований на регулярной основе для системы разработки, насчитывающей от нескольких десятков нагнетательных скважин, весьма затратно.

Вторая группа методов основана на анализе промысловых данных: показателей изменения добычи нефти, жидкости и обводненности скважин во времени, пластовых и забойных давлений. К этой групп относятся методы:

Выделение событий (рост/падение дебитов и обводнённости в зависимости от изменения приёмистости) и их межскважинная корреляция [2, 3] – характеризует взаимовлияние качественно, но не количественно, носит субъективный характер.

Резистивно-ёмкостные модели распределения закачки [4] – основаны на уравнении материального баланса в дифференциальной форме, работают со значениями дебитов и забойного давления. Недостатком таких моделей является их высокая чувствительность к изменению совершенства призабойной зоны скважин – как следствие невозможность применения на объектах, подверженных регулярным мероприятиям по стимуляции притока.

Модели распределения потоков на основе решения уравнения материального баланса (УМБ) в интегральной форме, применению которых посвящена настоящая статья.

Использование УМБ для решения задач идентификации распределения закачки в системе ППД предложено Уолкотом [1] в постановке для несжимаемой жидкости. Авторами настоящей работы решение было выполнено общем случае, что позволяет расширить область применения методики для любых типов залежей, в отличии от подхода [1] для залежей недонасыщенной нефти.

Постановка задачи.

Уравнение материального баланса для залежи представляет собой закон сохранения массы и гласит, что всякий объём добытого из пласта флюида компенсируется объёмом расширившихся запасов, связанной воды и породы, газовой шапки и внедрением воды из нагнетательных скважин и водонапорного горизонта. В общем виде записывается следующим образом:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] + m N B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{(1 + m) N B_{oi} (c_w S_{wc} + c_f) \Delta p}{1 - S_{wc}} + W_e B_w$$

где

- N_p, W_p – добыча нефти и воды соответственно, м³
- B_{oi}, B_o – начальный и текущий объёмные коэффициенты нефти соответственно
- B_w – текущий объёмный коэффициент воды
- B_{gi}, B_g – начальный и текущий объёмные коэффициенты газа соответственно
- R_p – средний газовый фактор за период исследования, м³/м³
- R_{si}, R_s – начальное и текущее газосодержание нефти соответственно, м³/м³
- c_w, c_f – сжимаемость воды и породы соответственно, Па⁻¹
- S_{wc} – начальная водонасыщенность залежи, д.ед.

Δp – изменение пластового давления, Па

$$\Delta p = p^r - p^{r+1}$$

m – отношение объёмов газовой шапки и нефтяной части залежи

W_e – приток воды, м³

$$W_e = W_{aq} + W_i$$

где

W_{aq} – внедрение воды из водонапорного горизонта (аквифера), м³

W_i – закачка воды, м³

Введём понятие «коэффициент взаимовлияния скважин» β_{ij}

$$\beta_{ij} = \frac{I_{ij}}{I_j}$$

I_{ij} – объём воды, закачанный нагнетательной скважиной j , обеспечивающий приток добывающей скважины i . (м³)

I_j – общий объём воды, закачанный нагнетательной скважиной j (м³).

Коэффициент взаимовлияния скважин – величина, численно равная отношению объёма закачанной нагнетательной скважиной воды, обеспечивающего приток добывающей скважины, к общему объёму воды, закачанной нагнетательной скважиной

Тогда УМБ для добывающей скважины запишется следующим образом:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N_i [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] + m N_i B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{(1 + m) N_i B_{oi} (c_w S_{wc} + c_f) \Delta p}{1 - S_{wc}} + W_e B_w$$

где

N_i – объём запасов, приходящийся на добывающую скважину

$$W_e = W_{aqi} + \sum_{j=1}^k \beta_{ij} I_j$$

где

k – количество нагнетательных скважин j , действующих на добывающую скважину i

W_{aqi} – внедрение воды из аквифера в зону дренирования добывающей скважины i

Как видно из формулы, в качестве исходных данным используются накопленная добыча нефти и воды, накопленная закачка и пластовое давление. Помимо этого, необходимо знать физические свойства нефти, воды и породы. Записав уравнения для всех скважин, работающих на залежи, можно определить коэффициенты взаимовлияния. При этом нужно учитывать физический смысл коэффициентов, а именно что они не могут быть отрицательными, а сумма всех коэффициентов по каждой нагнетательной скважине должна равняться единице.

Решение системы уравнений и анализ полученных результатов.

В качестве способа решения можно использовать градиентные методы с применением штрафных функций, которые будут отвечать за физический смысл коэффициентов.

Подход к определению коэффициентов взаимовлияния на основе уравнения материального баланса был опробован на модельных данных. Способ валидации метода заключается в сравнении полученных значений с рассчитанными WAF (Well allocation factor) в симуляторе линий тока Schlumberger Frontsim, которые определяются по плотности линий тока и распределению объемов потоков по этим линиям. Для тестирования были построены фильтрационные модели, отличающиеся геометрическим расположением скважин на залежи, количеством элементов заводнения, наличием латеральной анизотропии проницаемости, наличием и интенсивностью водонапорного горизонта.

Расчет коэффициентов взаимовлияния на основе уравнения материального баланса был опробован как на регулярной во времени сетке исходных данных, так и на не регулярной. Результаты сопоставления расчетных и модельных значений коэффициентов взаимного влияния представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты тестирования методики определений коэффициентов взаимного влияния

Модель	№	Кол-во скважин		Ср.кв.др. откл.	К-нт коррел.
		доб.	нагн.	σ	R
нефть	1	8	1	0,014	0,996
	2	8	1	0,033	0,975
	3	7	2	0,034	0,937
	4	20	4	0,023	0,977
нефть+ свободный газ	5	8	1	0,064	0,77
	6	8	1	0,057	0,993
	7	7	2	0,093	0,883

Весьма точное совпадение результатов расчетов коэффициентов взаимовлияния скважин с решением полученным симулятором позволяет заключить, что при достаточном количестве замеров пластового давления методика определения коэффициентов взаимного влияния скважин, а соответственно и распределения закачки в системе ППД может служить эффективным инструментом регулирования процессов разработки нефтяных месторождений при заводнении. Применение подобной методики позволит недропользователю адресно воздействовать на структуру остаточных запасов усиливая закачку, там, где это необходимо и наоборот – снижая непроизводительные объемы нагнетания на участках с перекомпенсацией.

Преимуществом метода по сравнению технологиями полномасштабного гидродинамического моделирования является значительно меньшая вычислительная стоимость и учет геологической информации на уровне простой матрицы связи скважин без необходимости создания геологической модели, что значительно сокращает количество допущений и требований к объемам исходной геологической информации.

Однако предложенный метод имеет свои границы применимости. Поскольку УМБ описывает залежь как единую гидродинамическую систему, то: необходимо, чтобы на исследуемом периоде не происходило кардинальных изменений в системе разработки; весь фонд добывающих скважин должен быть охарактеризован значениями пластового давления, причём необходимо минимум 2 замера пластового давления по каждой скважине.

Литература:

1. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении: пер. с англ. Ю.А. Наумова. М.: Schlumberger, 2001. 142 с.
2. Heffer K., Greenhough J., Main I.G. et al. Low-cost monitoring of inter-well reservoir communication paths through correlations in well rate fluctuations: case studies from mature fields in the North Sea // SPE EUROPEC/EAGE Annual Technical Conference and Exhibition: материалы науч.-техн. конференции, 14-17 июня. 2010 г. / Barcelona – Barcelona, Spain, 2010. С. 1-12.
3. Main I.G., Li L., Heffer K.J. et al. The statistical reservoir model: calibrating faults and fractures, and predicting reservoir response to water flood // Structurally Complex Reservoirs, Geological Society / London – London, The United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland, 2007. P. 469-482. doi: 10.1144/SP292.25
4. Yousef A.A., Gentil P., Jensen J.L., Lake L.W. A Capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: материалы науч.-техн. конференции, 9-12 окт. 2005 г. / Dallas – Dallas, Texas, USA, 2005. P. 1-19.

METHODS OF INSTALLING WELLS INTERFERENCE

S.V. Rusakov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The subject of study of this work are ways to establish the interference of wells. The article considers existing methods and proposes a new algorithm based on the analysis of field data using the material balance equation. The method allows you to get an idea of the distribution of flows between injection and production wells and is applicable to all types of deposits.

Keywords: flooding control, well influence, material balance equation

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

Н.Н. Джаббаров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: djabbarovnn@tyuiu.ru

В статье описано применение трассерных исследований при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири.

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

С целью определения гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными сква-

жинами и оценки влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) на обводненность продукции добывающих скважин на двух участках на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири были проведены трассерные исследования [1-9].

Трассерные исследования заключаются в закачке в нагнетательную скважину жидкости, систематическом отборе проб жидкости из добывающих скважин, анализе проб на присутствие трассера и интерпретации полученных результатов с целью разработки геолого-технических мероприятий по управлению процессом заводнения [10-20].

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

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

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

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

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

Исследования на участке проводились с использованием двух различных трассеров по следующей схеме: фоновые исследования – обработка нагнетательной скважины с использованием ком-

плексной технологии МУН большого объема (ДСК + ВЭС-5) – контрольные исследования. Основной целью исследований являлось изучение изменения направлений фильтрационных потоков в результате применения большеобъемной комплексной потокоотклоняющей технологии увеличения нефтеотдачи.

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

Литература:

1. Алексеев Б.А. Оценка проведения ГТМ на кальчинском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 1 С. 10.
2. Амрахов В.Д. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий на Холмогорском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 1 С. 18-19.
3. Вахов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.
4. Гусенов Т.К. Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов на трюмганском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 47.
5. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
6. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 4 (71). С. 20-21.
7. Джаббаров Н.Н. Оценка эффективности ОПЗ на основе проведения трассерных исследований на одном из месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 21.
8. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 15-16.
9. Зотова О.П., Зубарев Д.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Особенности разработки отложений Тюменской свиты // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 28-29.
10. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
11. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строение отложений тюменской свиты ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68). С. 33-34.
12. Михеева Т.А., Кобцева А.В. Анализ применения твердых и жидких пав на скважинах Маджеевского ГКМ // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 55-56.
13. Плотников Е.А. Геологические особенности строения баженоской свиты // Научный форум. Сибирь. 2016. Т. 2, № 3. С. 8.
14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 11, № 1. С. 36-39.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие – Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.

16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
17. Тимчук Д.Д. Особенности разработки западного салымского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 1. С. 32.
18. Трофимов А.С., Бердников С.В., Кривова Н.Р., Алпатов А.А., Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Тр. V Междунар. технол. симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи». М.: Институт нефтегазового бизнеса. 2006. С. 378-388.
19. Тухбатуллина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 27-29.
20. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of khanty-mansiysk autonomous okrug - Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. С. 15-21.

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

N.N. Jabbarov

Tyumen I U, Tyumen city, Russia

This article describes the use of tracer studies in the development of oil fields in Western Siberia.

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

РОЛЬ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В ФОРМИРОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕПСКОГО СВОДА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

И.В. Тумашов, Р.Д. Шаваров, И.В. Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

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

Дана литолого-фациальная характеристика ербогаченского, преображенского и усть-кутского продуктивных горизонтов венда и нижнего кембрия, вскрытых скважинами на территории Непского свода. Выяснено, что осадконакопление происходило в пределах крупных баровых систем и строматолитовых построек, разделенных мелководными лагунами и приливно-отливными отмелями. Выявлены седиментационные и постседиментационные факторы, повлиявшие на формирование фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений. Показано, что сочетание цикличности осадконакопления и развития вторичных изменений пород отразилось в разрезе чередованием коллекторов различного генезиса и качества. Установлено, что наиболее интенсивное проявление постседиментационного засоления наблюдается вблизи разломной зоны.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Непский свод, карбонатные коллектора, фациальный анализ, постседиментационные преобразования

Значительные запасы природного газа и нефти, разведанные в последнее время на территории Восточной Сибири, позволяют рассматривать её в качестве нового стратегического региона по добыче углеводородов. Одним из наиболее перспективных объектов на Сибирской платформе является Непско-Ботубобинская антеклиз, в пределах которой наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет Непскоесводное поднятие, занимающее её центральную часть [6, 8]. На сегодняшний день на территории Непского свода открыто 11 крупных месторождений нефти и газа [7]. Довольно продолжительное время в качестве основного поискового объекта в этом районе рассматривались только терригенные отложения венда. Однако, результаты глубокого бурения, проведенного в последние десятилетия, доказали промышленную нефтегазоносность венд-нижнекембрийских карбонатных отложений [5, 6, 10 и др.]. Залежи углеводородов были обнаружены на разных стратиграфических уровнях венд-нижнекембрийского карбонатного нефтегазоносного комплекса. Карбонатные комплексы – это сложные геологические объекты, характеризующиеся латеральной и вертикальной неоднородностью.

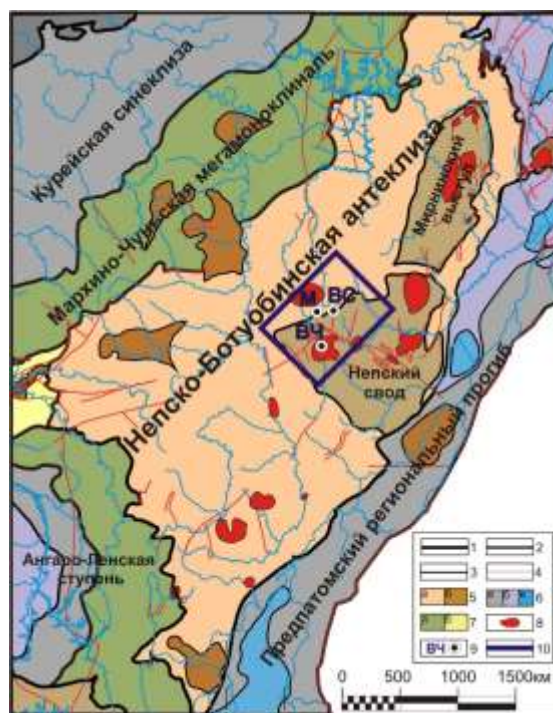


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты венд-силурийского яруса венд-нижнепалеозойского структурного яруса Сибирской платформы масштаба 1:1000000 [по Конторовичу и др., 2009] с дополнениями. Условные обозначения: Контуры структур: 1 - надпорядковых, 2 - I порядка, 3 - II порядка; 4 - разрывные нарушения; Структуры: 5 - положительные: а - I порядка, б - II порядка; 6 - отрицательные: а - надпорядковые, б - I порядка, в - II порядка; 7 - промежуточные: а - моноклинали, б - седловины; 8 - месторождения; 9 - скважины; 10 - район исследований.

Сильная изменчивость коллекторских свойств в карбонатных породах обусловлена в первую очередь литологическими факторами, а именно: условиями осадконакопления и вторичными преобразованиями.

В связи с этим наиболее актуальной задачей в изучении пространственного распределения данных коллекторов является выяснение роли седиментационных и постседиментационных процессов в формировании пустотного пространства.

Стратиграфическая позиция.

Объектом данного исследования являются ербогачёвский, преображенский и усть-кутский продуктивные горизонты, вскрытые скважинами западе Непского поднятия: в северной части Верхнечонского месторождения (скв. ВЧ), а также недалеко от месторождения им. Савостьянова в районе Могдинской (скв. М) и Восточно-Сугдинской (скв. ВС) площадей бурения (рис. 1).

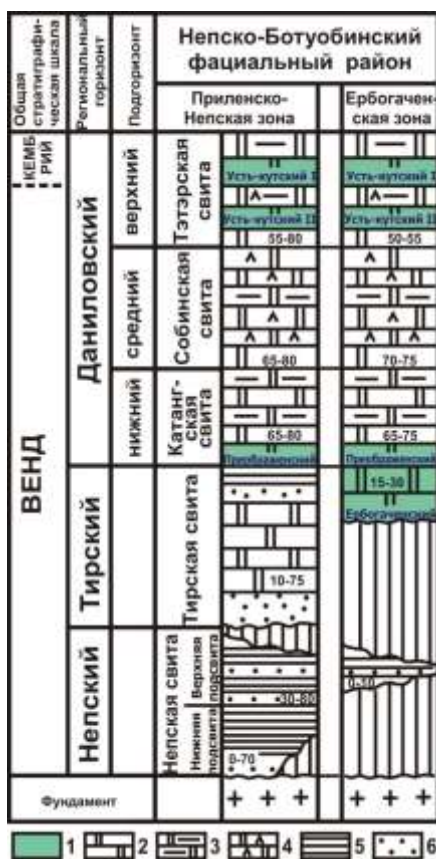


Рис. 2. Стратиграфическая схема вендских отложений Непско-Ботубинского фациального района [6]. Условные обозначения: 1- продуктивные карбонатные горизонты; 2 - доломиты, 3 – глинисто-доломитовые породы, 4 – доломито-ангидритовые породы, 5 - аргиллиты, 6 - песчаники.

Согласно схеме фациального районирования Н.В. Мельникова [6], изученные разрезы расположены в северной части Прилено-Непской фациальной зоны, при этом две скважины (скв. М, ВС) пробурены вблизи границы с Ербогачёвской зоной, на территории которой впервые был выделен ербога-

ченский продуктивный горизонт. Данный горизонт входит в состав тирского регионального горизонта верхнего венда, которому соответствует одноименная свита, характеризующаяся неоднородным строением и изменчивой мощностью (рис. 2). Наблюдается увеличение мощности ербогачёвского горизонта от 0 м на юге до 16 м на севере Верхнечонского месторождения (скв. ВЧ) и далее до 36 м на северо-западном склоне Непского свода (скв. М, ВС).

Преображенский и усть-кутский продуктивные горизонты приурочены к даниловскому региональному горизонту, который объединяет три свиты (рис. 2). В основании нижней катангской свиты залегает карбонатно-глинистая пачка, постепенно переходящая в доломиты преображенского продуктивного горизонта, который отличается относительно выдержанным строением и мощностью (16-18 м). Его согласно перекрывает мощная глинистая толща верхней части катангской свиты, вверх по разрезу сменяющаяся карбонатно-глинистой собинской свитой верхнего венда. Выше залегают отложения тэтэрской свиты, соответствующей нерасчленённому верхнему венду - нижнему кембрию. В её составе выделяется усть-кутский продуктивный горизонт, который имеет сложное строение, подразделяясь на два нефтегазоносных пласта с относительно выдержанной мощностью, между которыми залегает пачка сульфатно-глинисто-карбонатных пород.

Литолого-фациальная характеристика продуктивных горизонтов.

В начале тирского времени в результате крупной трансгрессии произошло углубление открытого шельфа, что привело к значительному сокращению поставки терригенного материала на юго-востоке Сибирской платформы. На территории Непского свода в этот период сформировалось палеоподнятия, на которое со стороны Предпатомского регионального прогиба наступало море [2, 6]. Трансгрессивный тренд хорошо прослеживается в нижнем седиментационном цикле ербогачёвского горизонта (рис. 3). В его основании залегают косолинзовиднослоистые глинисто-алевритистые доломиты литорали, перекрывающиеся интракластово-пизолито-оолито-комковатыми отложениями крупной баровой системы, которая в дальнейшем подверглась кратковременному затоплению, о чем свидетельствует вышележащая пачка карбонатно-глинистых пород. Верхний седиментационный цикл начинается с восстановления барово-отмельных обстановок и характеризуется регрессивной направленностью (рис. 3).

Условия седиментации на разных участках мелководного шельфа, окаймляющего Непскую палеовозвышенность, по-видимому, отличались. В районе Верхнечонского месторождения в обстановках высокой гидродинамической активности среды шло образование оолитовых баров.

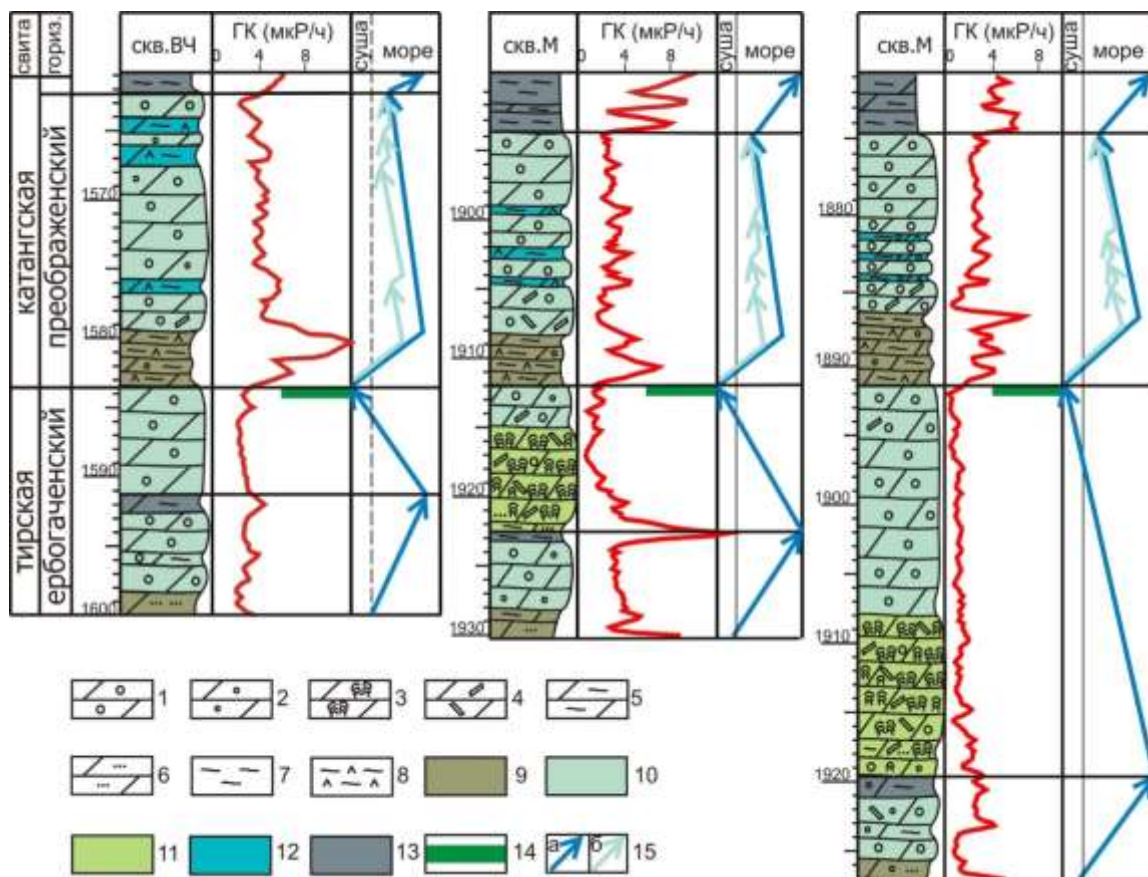


Рис. 3. Обстановки осадконакопления и седиментационная цикличность ербогаченского и преображенского продуктивных горизонтов. Условные обозначения: 1-6 – доломиты: 1 – комковато-оолито-пизолитовые, 2 – комковато-микрофитолитовые, 3 – строматолитовые, 4 – интракластические, 5 – глинистые; 6 – песчанистые; 7 – аргиллиты; 8 – глинисто-ангидритовые породы; 9-13 – обстановки: 9 – приливно-отливные, 10 – барово-отмельные, 11 – строматолитовых построек, 12 – крайне мелководных лагун, 13 – мелкого-среднего, в разной степени изолированного, шельфа; 14 – уровни карстообразования; 15 – седиментационные циклы: а – мелкомасштабные (первые метры), б – крупномасштабные (более 5 метров).

Севернее, вероятно, в более умеренном волновом режиме, формировалась строматолитовая банка, которая, судя по прослоям плоскогалечных конгломератов, периодически во время сильных штормов частично разрушалась.

В конце тирского времени произошла смена баровых обстановок литоральными и супралиторальными с накоплением микритовых, микрофитолитовых и глинисто-сульфатных осадков. На месте органической постройки в результате обмеления бассейна возникла интракласто-оолито-комковатая отмель, которая в дальнейшем подверглась карстованию.

В катангское время на начальном этапе трансгрессии на приливно-отливных отмелях мелководного изолированного шельфа повсеместно накапливались сульфатно-карбонатно-глинистые осадки, сформировавшие реперную пачку в основании даниловского регионального горизонта (см. рис. 3). На мелководность обстановок указывает наличие пакетов, переслаивающихся штормовых турбидитов доломит-ангидрито-глинистого состава. Кроме того, фиксируются ангидритовые прослои с разномасштабными плейчатými текстурами, характерными для зон гипергенеза [9].

По мере наступления моря при активном влиянии волнения и приливно-отливных течений произошло выдвигание пизолито-оолитовых баров, и в западной части Непского свода сформировалось лагунно-баровое побережье. В высокоэнергетических обстановках фронтальных и гребневых частей баровых отмелей развивались пизолито-оолитовые грейнстоуны, часто образующие последовательности (1-4 м) с укрупняющейся вверх зернистостью. В тыловых частях баров в условиях умеренной гидродинамики отлагались оолито-комковатые грейнпакстоуны и крупнозернистые пизолитовые агрегаты (грейнстоуны). Присутствие прослоев с косой и линзовидной слоистостью, а также штормовых темпеститов, свидетельствует о периодическом влиянии волнений и течений. Относительно маломощные тонкослоистые карбонатно-сульфатно-глинистые пакки накапливались в крайне мелководных лагунах и заливах, разделявших баровые отмели.

Режим седиментации контролировался, по видимому, колебаниями уровня моря. В результате его падений условия нормально-соленого морского бассейна сменялись лагунными с повышенной соленостью. В остаточных закрытых и полузакрытых

водоемах отлагались тонкослоистые ангидрито-доломитовые илы. С каждым последующим поднятием уровня происходило восстановление нормального морского режима и выдвигание баров, которые частично перерабатывались приливно-отливными течениями и штормовыми волнами. В дальнейшем в результате резкого углубления шельфа на всей рассматриваемой территории стали накапливаться глинистые отложения катангской и собинской свит.

Формирование нижнего усть-кутского подгоризонта связано с выдвиганием баровой системы в пределы мелкого-среднего, частично изолированного шельфа и её дальнейшим развитием (рис. 4). Наблюдается переход от косослоистых комковато-оолитовых образований фронта отмелей к волнисто- и горизонтально слоистыми критовопизолитовым отложениям тыловых частей. На завершающей стадии, по-видимому, произошла кратковременная экспозиция баровых построек с частичным карстованием. Последовавшее далее быстрое углубление шельфа привело к накоплению относительно мощной, преимущественно глинистой промежуточной пачки.

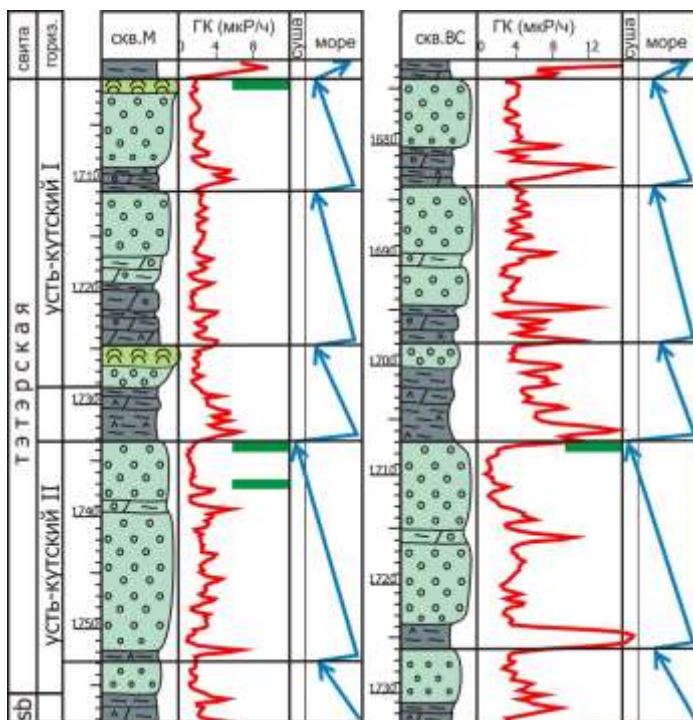


Рис. 4. Обстановки осадконакопления и седиментационная цикличность усть-кутского продуктивного горизонта. Условные обозначения см. рис. 3, sb – собинская свита.

Образование верхнего подгоризонта связано с очередной проградацией прибрежной баровой системы в сторону моря. Снижение содержания сульфатов свидетельствует о некотором опреснении палеобассейна. В периоды обмелений на отмелях развивались маломощные постройки из пластовых и куполовидных строматолитов, а во время кратковременных затоплений бары перекрывались глини-

стыми осадками. Относительно частая смена обстановок осадконакопления обусловила неоднородную структуру верхнего пласта (рис. 4). В конце усть-кутского времени в условиях падения уровня моря сформировалась обширная интракласто-оолитовая отмель с небольшими биогермными постройками, которая на последнем этапе развития частично подверглась осушению.

Влияние литологических факторов на формирование коллекторов.

Периодическая смена обстановок осадконакопления обусловила циклическое строение рассматриваемых горизонтов (рис. 3, 4). Нижние части циклов сложены глинисто-карбонатными породами мелкого-среднего шельфа или карбонатно-глинисто-сульфатными отложениями мелководных лагун и приливно-отливных равнин. Верхние части представлены образованиями барово-отмельных систем и строматолитовыми постройками. Седиментационная цикличность повлияла на распределение фильтрационно-емкостных свойств в каждом горизонте. Наилучшие коллекторские характеристики отмечаются в верхних частях циклов: пористость в среднем 5-7%, максимум до 15-17%; проницаемость в среднем $0,1-1,0 \times 10^{-3}$ мкм², максимум $100-220 \times 10^{-3}$ мкм² (рис. 5). В нижних частях циклов наблюдаются низкие значения пористости (в среднем $\leq 1\%$) и проницаемости (в среднем $\leq 0,1 \times 10^{-3}$ мкм²).

Баровые отложения, накопленные в гидродинамически активной среде, в целом обладали хорошей седиментационной пористостью за счет многочисленных межзерновых пустот. В строматолитовых разновидностях первичное пустотное пространство было связано с фенестрами, образованными в результате разложения органического вещества. Таким образом, эти породы изначально обладали хорошими емкостными характеристиками.

Вместе с тем, изучение пустот в породах-коллекторах показало, что постседиментационные процессы сильно изменили их структуру и объем. Согласно проведенным исследованиям, именно эти породы подверглись интенсивной перекристаллизации, которая в значительной мере сократила первичное поровое пространство. Кроме того, еще на стадии диагенеза часть пор была заполнена сульфатами. Последующее выщелачивание остаточных седиментационных пустот и мелких пор перекристаллизации, связанное с периодическим попаданием пород в зону гипергенеза и, возможно, с трапповым магматизмом [4, 3], вновь улучшило их емкостной потенциал (рис. 6 а-г).

Основную роль в коллекторах стали играть поры и каверны растворения, развивающиеся не только по имеющимся пустотам, но также трещинам и стилолитам (рис. 6 д-е). Однако внедрение траппов, по-видимому, обусловило перераспределение сульфатно-галогенного вещества по разрезу.

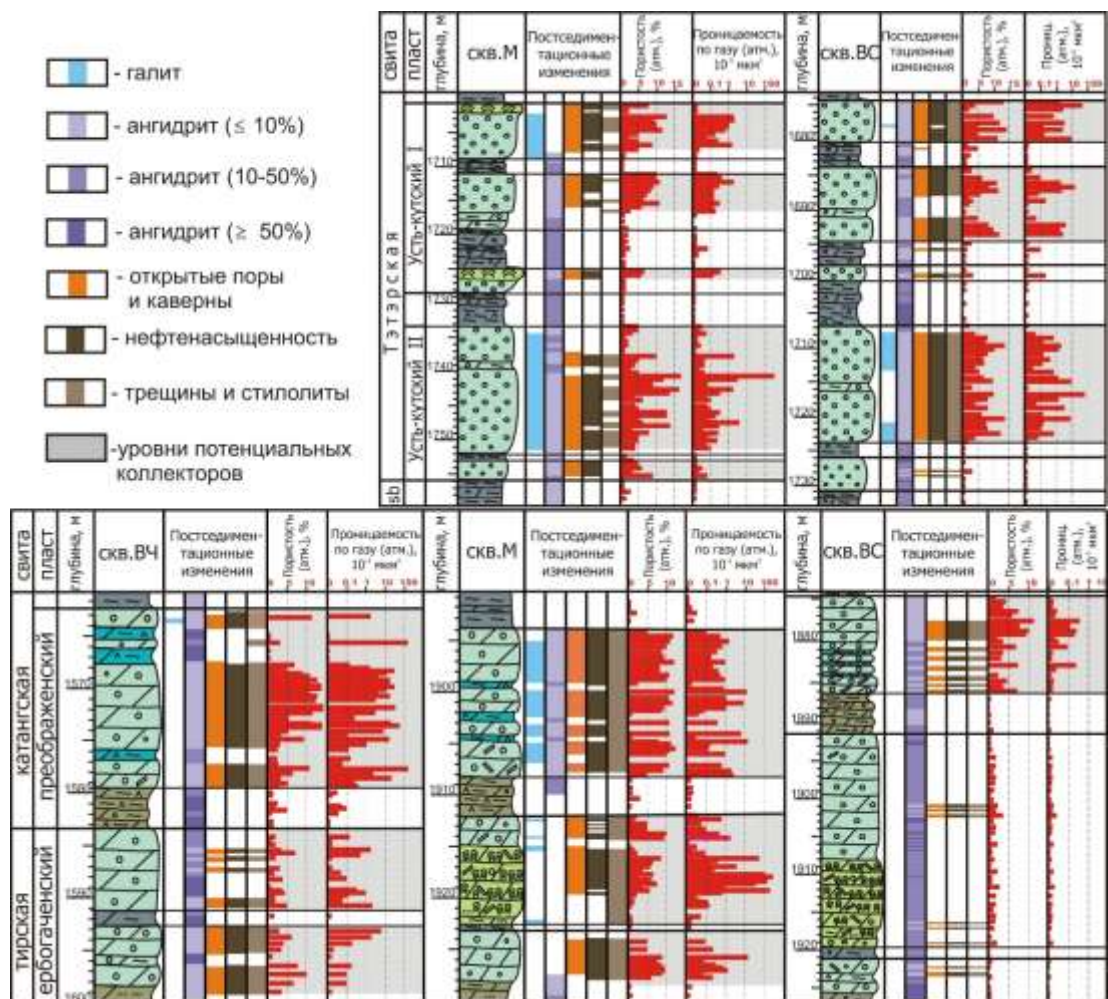


Рис. 5. Закономерности размещения коллекторов.

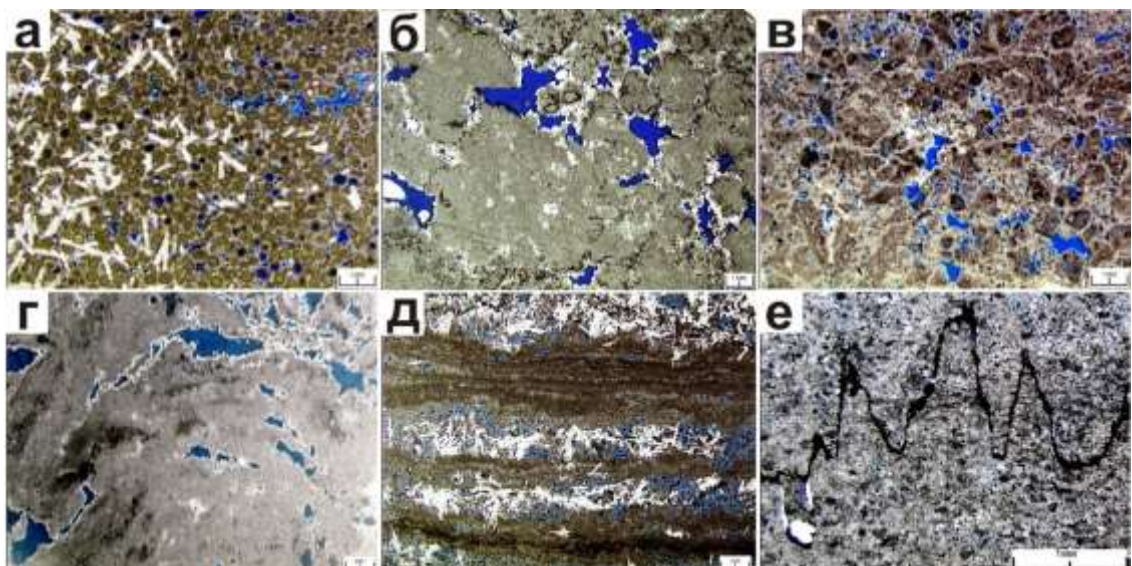


Рис. 6. Постседиментационные изменения в доломитах: а-в – поры унаследованного выщелачивания (синие) по остаточным межзерновым пустотам: а – в хорошо сортированном мелко оолитовом доломите, часть пор в котором выполнена шестоватыми кристаллами ангидрита (усть-кутский горизонт), б – в крупно пизолитовом доломите (усть-кутский горизонт), в – оолито-микрофитолитовом доломите (преображенский горизонт); г – развитие пор и каверн по слоистости в строматолитовом столбике (ербогаченский горизонт); д – многочисленные стилолитоподобные микротрещины, развивающиеся по границам строматолитовых столбиков, выполненные битуминозным веществом (преображенский горизонт); е – битуминозное вещество выполняет хорошо развитый микростилолит (ербогаченский горизонт).

Поскольку на территории Непского свода пластовые интрузии расположены намного выше изучаемого уровня, то основным фактором засоления нижежащих пород, вероятно, было не тепловое воздействие, а образование разломов, связанных с внедрением магмы под давлением [1]. В результате нисходящей фильтрации рассолов, наиболее активной в зонах разрывных нарушений [1, 3], большая часть порового пространства была заполнена ангидритом и галитом. Примером, подтверждающим эту гипотезу, являются изученные авторами разрезы двух скважин на границе Прилено-Непской и Ербогаченской фациальных зон, характеризующиеся сходным строением. В скважине ВС, расположенной в приразломной зоне, в результате интенсивной ангидритизации практически полностью было уничтожено открытое поровое пространство в ербогаченском горизонте и существенно сокращено в преобразенском и усть-кутском горизонтах (рис. 5). В скважине М, находящейся на удалении от разрывных дислокаций, пористость во всех рассматриваемых горизонтах значительно выше.

Заключение. Таким образом, цикличность осадконакопления и многостадийное развитие постседиментационных процессов определили сложное строение изученных резервуаров. Последовательная смена обстановок седиментации отразилась в разрезе чередованием коллекторов различного генезиса и качества. Преобразенский горизонт, сформированный в пределах крупной баровой системы и относительно выдержанный по толщине и составу, обладает наиболее высоким коллекторским потенциалом. В ербогаченском и усть-кутском горизонтах основные продуктивные интервалы с коллекторами лучшего качества приурочены к верхним частям седиментационных циклов, накопление которых проходило в условиях активного гидродинамического режима в пределах пизолито-оолитовых или строматолитовых отмелей.

Кроме того, необходимо учитывать роль дизъюнктивных нарушений, которые служили дополнительными путями для вертикальных и латеральных перемещений подземных вод и рассолов, что доказывают примеры более интенсивного засоления карбонатных и терригенных коллекторов венда вблизи разрывных нарушений.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ 18-35-00446.

Литература:

1. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 2003. № 6. С. 499-510.
2. Бузова И.А., Шибина Т.Д., Корвет Н.А. Литолого-генетический аспект формирования отложений тирской свиты на территории Непского свода // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2017. Т. 12, № 1. http://www.ngtp.ru/tub/2/7_2017.pdf.
3. Вожов В.И., Чернова Л.С. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа, 1999. № 11-12. С. 41-49.
4. Городничев В.И., Дробот В.И. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность продуктивных отложений Непско-

5. Ботуобинской нефтегазоносной области // Геология и геофизика, 1981. № 12. С.9-14.
6. Дробот В.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004. Т.45. № 1. С.110-120.
7. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Новосибирск: Изд. СО РАН, 2009. 146 с.
8. Мельников Н.В., Вымятин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика, 2014. Т. 55, № 5-6. С. 701-720.
9. Непско-Ботуобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / А.С. Анциферов и др. Новосибирск: Наука. 1986. 245 с.
10. Уилсон Д.Л. Карбонатные фации в геологической истории. Недра, Москва, 1980. 463 с.
11. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: Изд. СО РАН. 2007. 467 с.

THE ROLE OF LITHOLOGICAL FACTORS IN THE FORMATION OF CARBONATE RESERVOIRS OF THE NEPSKY ARCH (EASTERN SIBERIA)

I.V. Tumashov, R.D. Shavarov, I.V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk, Russia

Litologo-facial characteristic of the erbogachensky, preobrazhensky and ust-kutsky productive horizons of Vendian and the lower Cambrian, discovered by wells in the territory of the Nepsky arch, is given. It is found that the deposition occurred within large bars systems and stromatolitic buildings separated shallow lagoons and tidal flats. Revealed sedimentary and post-sedimentary factors, which influenced on the formation of reservoir properties of carbonate sediments. It is shown that the combination of cyclic sedimentation and development of secondary changes in rocks was reflected in a section by alternation of reservoirs with various genesis and quality. It is established that the most intensive demonstration of a post-sedimentary salinization is observed near a fault zone.

Keywords: Eastern Siberia, Nepsky arch, carbonate reservoirs, facial analysis, post-sedimentation transformations

ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ УРЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Хамидулин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: hamidulinrr@tyuiu.ru

Уренское месторождение было открыто на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 1970 году. Одной из проблем, с которой столкнулась компания, это несоответствие накопленного объема добычи проектному, что связано с несоответствием части геологической модели пласта и более высоким темпом обводнения. В связи с чем, проект разработки Уренского месторождения нуждается в уточнении.

Ключевые слова: Уренское месторождение, добыча нефти, Южно-Усановская залежь

Урненское месторождение открыто в 1970 году бурением и испытанием поисково-разведочной скважины 11. Добыча нефти начата в 2006 г. Промышленная разработка осуществляется с февраля 2009 г. В 2012 году с целью уточнения уровней добычи на основе накопленной геолого-физической информации и данных фактической эксплуатации был составлен действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Урненского месторождения» (Протокол №5469 от 15.11.2012) [4]. На Урненском месторождении по состоянию на 01.01.2014 пробурено 162 скважин, из них 12 поисковых, 24 разведочных и 126 эксплуатационных. По состоянию на 01.01.2014 все добывающие скважины на Урненском месторождении эксплуатируются электроцентробежными насосами.

Месторождение находится на стадии, соответствующей стабилизации уровня добычи нефти. Максимальные уровни добычи нефти (204,4 тыс. т) достигнуты в мае 2011 г., жидкости (330,6 тыс. т) – в марте 2013 г. Всего за 2013 год отобрано 1416,0 тыс. т. нефти и 3621 тыс. т. жидкости, годовой темп отбора от вовлеченных в разработку запасов составляет 5,8 %.

По состоянию на 01.01.2014 суммарный отбор жидкости по месторождению составил 14852,0 тыс. т. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2014 года – 8475,5 тыс. т., что соответствует 35,0% от вовлеченных в разработку запасов месторождения. Выработка запасов сопровождается прогрессирующим ростом обводненности продукции, которая на дату проектирования составила 63,4%.

Основную добычу нефти месторождения (60-70% в месяц) обеспечивает разработка Южно-Усановской залежи. Закачка воды на месторождении осуществляется с октября 2009 г. Текущая компенсация в целом по месторождению 83,1% при накопленной величине 53,3%.

Формирование системы ППД на Урненском месторождении идет отстающими по сравнению с проектом темпами, соотношение 2,3 к 1. При этом фактические объемы закачки превышают проектную величину на 367,4 тыс. м³ (13 %), что связано с необходимостью поддержания пластового давления в зоне отбора путем увеличения приемистости нагнетательных скважин (245 м³/сут по факту против 201 м³/сут по проекту).

Более высокий темп обводнения в сравнении с проектным, а также неподтверждение геологического строения залежи в районе скважин 45Р, 58П делают маловероятным достижение утвержденного проектного уровня 1687,1 тыс. т в 2014 году. Как следствие, прогнозные уровни добычи по месторождению нуждаются в уточнении, что является основной целью составления данного проектного документа.

Южно-Усановская залежь на Урненском месторождении является основной как по запасам

(50% извлекаемых запасов месторождения), так и по добыче. Залежь была введена в промышленную эксплуатацию в феврале 2009. На дату анализа суммарный отбор жидкости по Южно-Усановской залежи составил 12983,2 тыс. т. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2014 года – 7132,3 тыс. т, что соответствует 46,3% отбора от НИЗ по разрабатываемой части объекта. Текущий КИН по залежи составил – 0,164 д.ед, при утвержденном – 0,358. Максимальные за весь период разработки уровни добычи нефти достигнуты в октябре 2010 г. добыча нефти – 193,6 тыс. т/мес, и уровни добычи жидкости достигнуты в мае 2011 г. добыча жидкости – 284,4 тыс. т/мес. Среднегодовые показатели по действующим добывающим скважинам составили: дебит нефти – 45,3 т/сут, дебит жидкости – 146,4 т/сут, средняя обводненность продукции – 69,0%.

Ввод скважин под закачку воды на Южно-Усановской залеже начался в 2009 г. В период 2009-2012 гг. происходит активное формирование системы ППД: действующий нагнетательный фонд увеличился до 25 в 2012 г. На сегодняшний день в бездействующем фонде скважины нагнетательного фонда не числятся. С начала освоения системы ППД закачено 2305 тыс. м³ воды, текущая компенсация отборов 77,9% при накопленной величине – 49,0%.

На участке сформирована избирательная система заводнения, адаптированная к особенностям геологического строения залежи. Основная стратегия формирования системы ППД [1-3, 5-10] на участке – закачка воды в приконтурную часть залежи и организация очагов заводнения в пределах контура в зонах отсутствия в подошвенной части высокопроницаемых пород; темпы роста обводненности продукции в 2013 году составляют 10 % в год.

Основные причины обводнения – прорыв закачиваемой воды по подошвенной части разреза и подтягивание законтурных вод к скважинам в ВНЗ; прогнозируется недостижение КИН при текущей тенденции обводнения. Основные причина – опережающее обводнение скважин Южно-Усановской залежи, обусловленное наличием высокопроницаемых каналов с проницаемостью от 1 до 14 Д.; вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов возможно за счет применения комплекса геолого - технологических мероприятий: дострел кровельной части разреза, бурение БС и новых скважин, дополнительные переводы добывающих скважин в ППД, а также применение МУН (потокоотклоняющие технологий и выравнивание профиля приемистости) [11-25].

Литература:

1. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.

2. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.
3. Дашдамиров М.З., Коровин К.В. Теоретические основы течения жидкостей в порово-трещиноватых коллекторах // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13. № 4 (71). С. 20-21.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Урненского месторождения», 2012 .
5. Дронова И.А., Севастьянов А.А. Рекомендации по рациональной доработке пачек XXIII_1, XXIII_2, XXIII_3, XXIII_4 XXIII пласта Гойт-Кортговского нефтяного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 29-30.
6. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 15-17.
7. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 21-23.
8. Задорожный Е.С. Анализ эффективности существующей системы разработки Зимнего месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 23-24.
9. Зотова О.П., Зубарев Д.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Особенности разработки отложений Тюменской свиты // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 28-29.
10. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.
11. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.
12. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Фундаментальные исследования. 2016. № 12-5. С. 993-997.
13. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строение отложений тюменской свиты ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68). С. 33-34.
14. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2004. № 13. С. 54.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 23.
16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 24.
17. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.
18. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
19. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.
20. Талипова Г.В. Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 58.
21. Тухбатуллина Д.Р. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 39-41.
22. Тухбатуллина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 27-29.
23. Тухбатуллина Д.Р. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 35-39.
24. Шпенюк Д.М. Оценка проведения ГТМ на Кальчинском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 61.
25. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk autonomous okrug – Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. С. 15-21.

ASSESSMENT OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE URNENSKOYE FIELD

R.R. Hamidulin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The Urnenskoye field was discovered on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra in 1970. The company deals with projects that are associated with a discrepancy between a part of the geological model of the reservoir and a higher rate of watering. In this connection, the project development Urnenskoye field needs to be clarified.

Keywords: Urnenskoye field, oil production, Yuzhno-Uсановskaya deposit

КАК ИЗМЕНЯЕТСЯ ПЛОЩАДЬ ПРОЕКЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРИ ЕЁ НАКЛОНЕ

E.B. Matveev

Уральский государственный лесотехнический университет, г. Екатеринбург, Россия

E-mail автора: leopardgor1@gmail.com

В статье рассмотрена методика получения координат поворотных точек земельных участков при кадастровых работах. Дано доказательство, почему площадь, получаемая по координатам поворотных точек участка меньше фактической площади. Так же выявлено, в каком соотношении находятся эти площади, и сделан вывод о том, где можно применить эту информацию.

Ключевые слова: кадастровые работы, площадь земельного участка, прямоугольная система координат Гаусса-Крюгера

При съёмках земельного участка, когда выполняются кадастровые работы, получают координаты его поворотных точек в плоской прямоугольной системе координат. Однако при такой методике не учитывается наклон участка, вследствие чего, получаемая в итоге площадь будет меньше, чем площадь физической поверхности участка. Почему так получается, и в каком соотношении находятся данные площади, мы рассмотрим далее.

Результатом любых видов геодезических съёмок земельного участка являются координаты поворотных точек в прямоугольной системе координат Гаусса-Крюгера. После того, как получены координаты можно приступать к расчету площади.

Рассмотрим произвольный треугольник ABC в ранее упомянутой прямоугольной системе координат (рис. 1).

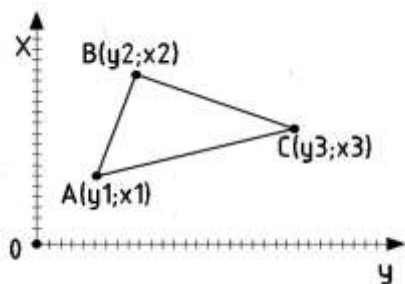


Рис. 1. Произвольный треугольник в системе координат.

Его стороны AB и AC представим в виде векторов \vec{AB} и \vec{AC} с координатами $(y_2 - y_1; x_2 - x_1)$ и $(y_3 - y_1; x_3 - x_1)$ соответственно. Так как при кадастровых работах высотные отметки точек не учитываются, то координаты z этих векторов примем равными нулю.

Площадь треугольника представим как половину векторного произведения $\vec{AC} \cdot \vec{AB}$. Согласно определению, векторным произведением $\vec{AC} \cdot \vec{AB}$ является вектор \vec{c} , модуль которого равен $|\vec{AC}| \cdot |\vec{AB}| \cdot \sin \gamma$ (γ - угол между векторами). \vec{c} перпендикулярен плоскости \vec{AB} и \vec{AC} и численно равен площади параллелограмма построенного на данных векторах [1].

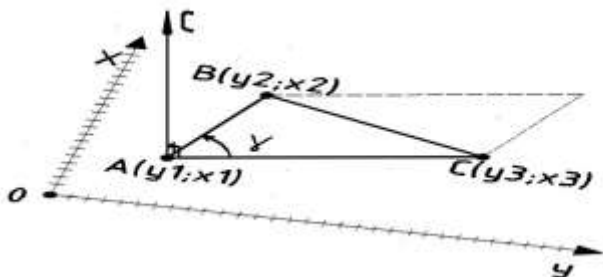


Рис. 2. Векторное произведение.

Также, исходя из определения, важным условием является последовательность векторов. Они должны составлять правую тройку. Это значит, что \vec{AC} и \vec{AB} должны быть расположены таким образом, чтобы вращение вектора \vec{AC} к \vec{AB} по кратчайшему пути наблюдалось с конца вектора \vec{c} против часовой стрелки (рис. 2). Так как по свойству сложения любой вектор можно разложить по координатным векторам, то: $\vec{AC} = [(y_3 - y_1) + (x_3 - x_1)]$; $\vec{AB} = [(y_2 - y_1) + (x_2 - x_1)]$. Для удобства преобразований введём замену: $(y_3 - y_1) = Y_1$, $(x_3 - x_1) = X_1$. Аналогично с \vec{AB} . Тогда их произведение, а значит и площадь ABC можно представить как: $S = \frac{1}{2} |\vec{c}| = \frac{1}{2} (Y_1 + X_1)(Y_2 + X_2)$

Раскрывая скобки, исходя из определения векторного произведения, получаем:

$$S = |\vec{c}| = \frac{1}{2} (Y_1 \cdot Y_2 + Y_1 \cdot X_2 + X_1 \cdot Y_2 + X_1 \cdot X_2) = \frac{1}{2} [(y_3 - y_1)(x_2 - x_1) - (x_3 - x_1)(y_2 - y_1)] = \frac{1}{2} [y_3(x_2 - x_1) + y_2(x_1 - x_3) + y_1(x_3 - x_2)]$$

Таким образом, формулу можно представить в виде:

$$S = \frac{1}{2} \sum y_n (x_{n-1} - x_{n+1}), \text{ где } n - \text{ номер вершины.}$$

Теперь рассмотрим произвольный n-угольник. Любой 4-х угольник можно разбить на два треугольника. Добавляя вершины по одной, можно разбивать получающийся n-угольник на треугольники, проводя в нём диагонали (отрезки, соединяющие не смежные вершины). Причём количество треугольников (составных частей) тоже будет увеличиваться на 1. Следовательно, любой n-угольник можно разбить на n-2 треугольников. Из этого следует, что площадь n-угольника можно рассчитать как сумму входящих в него треугольников. И тогда

формула будет иметь вид: $S = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n y_i (x_{i-1} - x_{i+1})$ где i – начальное значение переменной (номер вершины), а n – конечное. Важным моментом является то, что произведения координат вершин, которые повторяются при нахождении площади каждого составляющего треугольника, и последующем их суммировании, взаимно уничтожаются и получается формула, которую я указал выше. [2].

Теперь представим ситуацию, когда плоскость поворотных точек земельного участка, площадь которого мы определяем, наклонена относительно ровной поверхности на 30°.

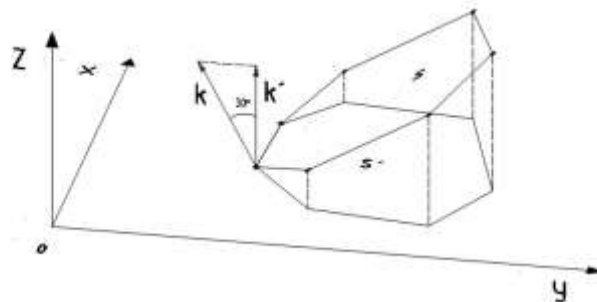


Рис. 2. Наклон плоскости поворотных точек земельного участка.

Результирующий вектор площади обозначим \vec{k} . Теперь, так как данная плоскость проецируется на ровную поверхность, то результирующий вектор площади проекции будет проекцией результирующей

щего вектора площади поворотных точек земельного участка на ось OZ. Обозначим его как \vec{k}' . Так как угол между \vec{k} и \vec{k}' составляет 30° , то $\vec{k}' = \cos 30^\circ \cdot \vec{k}$ или $\vec{k}' = \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{k}$.

Так как модули данных векторов численно равны площади, то получаем: $S' = \frac{\sqrt{3}}{2} S$. Следовательно, если уклон земельного участка составляет 30° , то площадь, которая учитывается при кадастровых работах, будет меньше в $\frac{\sqrt{3}}{2} = 0,86$ раз. При увеличении угла наклона площадь продолжит уменьшаться, так как, по свойству функции $y = \cos x$, при движении аргумента от $0 (0^\circ)$ до $\frac{\pi}{2} (90^\circ)$, график функции убывает.

Таким образом, можно сделать вывод, что чем больше наклон плоскости поворотных точек земельного участка, тем меньше площадь его проекции, то есть площадь, которую определяют при кадастровых работах. На мой взгляд, весьма полезным будет изменение методики межевания земельных участков в районах со значительными перепадами высот. Введение координаты z и определение площади физической поверхности участка даст более полную информацию, которую можно будет получить на сайте Росреестра. Это позволит людям, желающим приобрести такие участки, тратить меньше времени на сбор необходимых сведений.

Литература:

1. Гурский Е.И., Ершова В.В. Основы линейной алгебры и аналитическая геометрия. 3-е издание, испр. и доп. / Издательство «Высшая школа», 1968. 318 с.
2. Данко П.Е., Попов А.Г., Кожевникова Т.Я. Высшая математика в упражнениях и задачах. В 2 ч. Ч. 1: Учеб. пособие для вузов / Данко П.Е., Попов А.Г., Кожевникова Т.Я. – 6-е изд. – М.: ООО «Издательский дом «ОНИКС 21 век»: ООО «Издательство «Мир и образование», 2003. 304 с.: ил.

HOW DOES THE PROJECTION AREA OF THE LAND CHANGE, WHEN IT IS TILTED

E.V. Matveev

Ural state forest engineering university, Yekaterinburg

The article describes the method of obtaining the coordinates of the turning points of land plots during cadastral works. Proof is

given why the area obtained from the coordinates of the plot's turning points is smaller than the actual area. It was also revealed in what proportion these areas are located and a conclusion is drawn about where this information can be applied.

Keywords: cadastral works, land area, rectangular Gauss-Kruger coordinate system

ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-УСАНОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ УРНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.Р. Хамидулин

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: hamidulinrr@tyuiu.ru

Особенность разработки Южно-Усановской залежи заключается в геологическом строении. На западном участке Южно-Усановской залежи сформирована избирательная система заводнения. Причиной формирования такой системы явилась необходимость адаптации системы воздействия к геологическим особенностям участка, которые нехарактерны для других частей Урненского месторождения. Основными такими особенностями являются крутые углы падения структуры и литологическая неоднородность по вертикали.

Ключевые слова: Урненское месторождение, потокоотклоняющие технологии, выравнивание профиля приемистости

В Западной части Южно-Усановской залежи пласт Ю1 разделяется на две пачки, существенно различающиеся по фациальным признакам и фильтрационно-емкостным свойствам. Вертикальное разделение пласта Ю1 на кровельную и подошвенную часть на данном участке производится с высокой степенью определенности на основе данных ГИС (плотностной и литоплотностной каротажи) и интерпретации сейсмических данных. Кровельная часть пласта представлена переслаиванием терригенных и карбонатных пород с преобладанием низкопроницаемых карбонатных разностей. Подошвенная часть, сложенная песчаниками и гравелитами, характеризуется значительно лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Наибольшее развитие высокопроницаемые породы получили в зонах понижения фундамента. Области локального повышения структуры, напротив, характеризуются снижением мощности нижней пачки вплоть до полного её исчезновения.

В нижней пачке пласта Ю1 в зонах понижения фундамента развиты протяженные тела «суперколлектора» – наиболее высокопроницаемых разностей, сложенных гравелитом и крупнозернистым песчаником.

Анализ данных ГДИС в скважинах, вскрывших только одну из пачек, демонстрирует многократное расхождение их продуктивности [4].

Доля начальных геологических запасов, сосредоточенных в верхней низкопродуктивной пачке, составляет 60%. Наличие гидродинамической связи между верхней и нижней пачками подтверждается результатами гидропрослушивания и данными взаимовлияния скважин.

Система воздействия на участке формировалась с учетом как описанной неоднородности пласта по разрезу, так и структурного фактора. Стратегия закачки воды, реализуемая на западной части Южно-Усановской залежи, заключается в формировании нескольких зон нагнетания. Нагнетательные скважины первой из зон расположены в приконтурной области на западе участка. Закачка воды в обводнившиеся скважины ВНЗ направлена на отеснение запасов нефти от контура к центральной наиболее продуктивной части участка и поддержание пластового давления в ней. Существенное отдаление данной зоны от зоны основных отборов снижает риск преждевременного прорыва воды закачки к забоям высокодебитных скважин в ЧНЗ [1-3, 5-16].

Внутриконтурное воздействие осуществляется по большей части за счет скважин, вскрывших пласт Ю₁ в зонах повышения фундамента, в которых отсутствует высокопроницаемый подошвенный слой. Работа данных скважин направлена на вовлечение в разработку верхней части пласта и поддержании давления в нижней части при минимальном риске преждевременного прорыва воды по телу «суперколлектора».

Участок характеризуется высокой степенью выработки запасов для столь короткого срока разработки: текущий КИН по участку оценивается как 0,180 (утвержденная величина – 0,358) при отборе от НИЗ – 50,5%. В связи с выделением в разрезе участка двух продуктивных пачек, локализацию остаточных запасов на данном участке целесообразно изучать как по площади, так и по разрезу. Согласно расчетам 20% текущих остаточных запасов участка сосредоточено в нижней высокопродуктивной пачке [17-25]. Наблюдается закономерное отставание по выработке запасов в низкопродуктивной части пласта. Текущий отбор от НИЗ в верхней части разреза составляет 35%, в нижней части разреза – 74%. Однако сформированная система разработки позволила добиться значительно меньшего контраста в выработке запасов, чем это изначально предполагает более чем десятикратный контраст проницаемости пачек. Тем не менее, сложившаяся система ППД требует внедрения комплекса мер по выравниванию профиля приемистости и применению потокоотклоняющих технологий для интенсификации вовлечения в разработку верхней пачки.

Литература:

1. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.

2. Вахобов А.А., Коровин К.В. Практические основы применения методов обработки призабойной зоны в терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 19-20.

3. Дашдамир М.З., Коровин К.В. Естественная и техногенная трещиноватость горных пород на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2017. Т. 3, № 2. С. 21-22.

4. Дополнение к технологической схеме разработки Урненского месторождения», 2012.

5. Дронова И.А., Севастьянов А.А. Рекомендации по рациональной доразработке пачек XXIII_1, XXIII_2, XXIII_3, XXIII_4 XXIII пласта Гойт-Кортковского нефтяного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2015. Т. 1, № 1. С. 29-30.

6. Ерастов А.Н. Зарубежный и отечественный опыт применения технологий по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 15-17.

7. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 21-23.

8. Задорожный Е.С. Анализ эффективности существующей системы разработки Зимнего месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 23-24.

9. Зотова О.П., Зубарев Д.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Особенности разработки отложений Тюменской свиты // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 28-29.

10. Зотова О.П., Севастьянов А.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11, № 4 (59). С. 17-19.

11. Коровин В.А., Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Основы обустройства нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. 46 с.

12. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строение отложений тюменской свиты ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68). С. 33-34.

13. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2004. № 13. С. 54.

14. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 23.

15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Оценка кондиционности запасов ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12, № 1 (62). С. 24.

16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 2017. 89 с.

17. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61-67.

18. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.

19. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 12-2. С. 444-448.

20. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12-1 (54). С. 112-115.

21. Талипова Г.В. Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 58.

22. Толчин О.В. Особенности разработки Губкинского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1. С. 13-14.

23. Тухбатуллина Д.Р. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 39-41.

24. Тухбатуллина Д.Р. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 1. С. 35-39.

25. Тухбатуллина Д.Р., Коровин К.В. Обзор физико-химических технологий ограничения водопритока на месторождениях

Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14, № 3 (74). С. 27-29.

26. Sevastianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Production prospects of hard-to-recover oil reserves on the territory of Khanty-Mansiysk autonomous okrug - Yugra // Нефть и газ: опыт и инновации. 2017. Т. 1, № 1. С. 15-21.

ESTIMATION OF THE DEVELOPMENT OF RESERVES FOR THE DEVELOPMENT OF THE SOUTH USANOVSKOYE DEPOSIT OF THE URNENSKOYE FIELD

R.R. Hamidulin

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The peculiarity of the development of the South Usanovskoye deposit is in the geological structure. In the western part of the Yuzhno-Usanovskoye deposit, an electoral flooding system has been formed. The reason for the formation of such a system was the need to adapt the impact system to the geological features of the site, which are not typical for other parts of the Urnenskoye field. The main such features are the steep angles of incidence of the structure and the lithological heterogeneity along the vertical.

Keywords: Urnenskoye field, flow deflection technologies, leveling of injectivity profile

АССОЦИАЦИЯ СУЛЬФАТНЫХ И СУЛЬФИДНЫХ МИНЕРАЛОВ КАК ВОЗМОЖНЫЙ ПАРАГЕНЕЗИС В ОТЛОЖЕНИЯХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

A.A. Zlobin¹, E.A. Predtchenkaya²

Новосибирский ГУ¹, г. Новосибирск, Россия
АО «Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья»², г. Новосибирск, Россия

E-mail авторов: a.zlobin6@g.nsu.ru

Установлено, что в морских отложениях разного возраста ассоциация сульфатных и сульфидных минералов может образоваться не только как производное низкотемпературных гидротермальных процессов, но также как результат биохемогенного преобразования донных пелитовых осадков, обогащённых органическим веществом. Необходимым условием для этого является сочетание низкого содержания свободного кислорода в иловых водах с наличием специфического сульфатредуцирующего микробиального сообщества, которое использует в качестве акцепторов электронов серу из аминокислот и простетических групп органических остатков, что обеспечивает сохранение концентраций сульфат-ионов в морской воде достаточных для осаждения сульфатов, так как они не расходуются на кристаллизацию сульфидов.

Ключевые слова: осадочные бассейны, биохемогенные процессы, сульфат-сульфидный парагенезис

В 1924-1943 гг. профессор университета Кюсю К. Киношита опубликовал материалы о полиметаллических месторождениях Японии – рудах Kuroko, генетически связанных с подводной вулканической

активностью, протекавшей в миоцене. Особенно Kuroko являются минералогические ассоциации сульфидов (пирита, халькопирита, сфалерита, галенита) и сульфатов (барита, гипса, ангидрита), образовавшихся, по мнению К. Киношита, из коллоидных растворов – смесей морской воды и гидротерм. При этом последние служили основными источниками серы и металлов [7]. Рядом с сульфидно-баритными телами верхней части разреза вулканической постройки обычно прослеживаются отдельные пласты гипса и/или ангидрита. Предполагается, что осаждение минеральных фаз происходило в слабоокислой восстановительной среде в результате понижения температур (с 250°C) в обстановках относительно неглубоких кальдерных озёр и на подводных склонах вулканов [12]. Таким образом, генезис массивных сульфидных тел Kuroko, формирующихся вместе с кремнезёмом, гипсом и баритом, рассматривается учёными как хемогенный гидротермально-осадочный с проявлениями интенсивного метасоматического преобразования пирокластического материала, слагающего подводные конусы [8 и др.].

В планетарном масштабе месторождения, подобные Kuroko, достаточно редки. Аналоги известны на Филиппинских островах и Фиджи, но рудопроявления широко распространены в районах действия белых, серых и чёрных курильщиков срединно-океанических хребтов [4, 5 и др.]. В то же время среди аутигенных компонентов современных морских отложений, накапливающихся без подтока газо-термальных флюидов при температурах ниже 20°C, также иногда наблюдаются ассоциации сульфатных и сульфидных минералов. В прибрежно-морских пелитовых и мелкоалевритовых осадках залива Петра Великого (бухты Мелководная, Экспедиции, Новгородская, оз. Солёное, глубины около 10 м) исследователями с помощью дифрактометрического фазового анализа донных проб, часто обогащённых органическим веществом и сероводородом, были установлены: кварц, плагиоклаз, галит, гипс, ярозит, пирит, троилит (достоверно в одном образце, в остальных, вероятно, присутствует в следовых количествах), глинистые и слюдяные минералы [3]. Изучение чёрного сероводородного ила с помощью электронного сканирующего микроскопа показало наличие пирита, в основном, в виде фрамбоидов. Форму выделения сульфатов уверенно определить не удалось, возможно, из-за того, что они присутствуют в тонкодисперсной, почти коллоидной фазе, аналогично гидротроилиту – рентгеноаморфному моносульфиду железа. В результате исследователи пришли к выводу о существовании биоминеральной системы, в которой прослеживается корреляция мощности слоев чёрного ила (от нескольких мм до 1 м и более) с обилием и видовым разнообразием диатомовых водорослей. Жизнедеятельность диатомей способствовала заселению био-

топа сульфатредуцирующими бактериями и образованию биогенного пирита. В рамках этой экосистемы ассоциация пирит – ярозит связана с постоянным процессом распада и сборки вышеуказанных минералов [3].

Следует отметить, что до последнего времени представителями отечественной литологической школы парагенезис сульфидов и сульфатов считался невозможным, взаимоисключающим, на основании фундаментального утверждения, что сульфиды в осадках морских бассейнов образуются в диагенезе в результате жизнедеятельности анаэробных микроорганизмов, которые используют сульфат в качестве конечного акцептора электронов при окислении органических соединений или молекулярного водорода. Сероводород, образующийся на поверхности дна бассейна в результате распада белков, окисляется до серы или сульфат-ионов, и в результате в аэробной зоне при достижении необходимых концентраций осаждаются сульфатные, а не сульфидные минералы. Там же наблюдается восстановление железа за счёт окисления органических веществ с образованием FeCO_3 и $\text{Fe}(\text{OH})_2$. Образование пирита (FeS_2) происходит в осадке глубже, в анаэробной зоне. В результате жизнедеятельности микроорганизмов концентрация сульфат-ионов в иловых водах снижается, и сульфатные минералы, осаждённые ранее, начинают растворяться. С другой стороны, если по какой-то причине граница аэробной зоны в отложениях смещается ниже, то начинается окисление образованных сульфидов и обогащение осадка сульфатами. Исходя из этого, в 1955 г. доктором геол.-мин. наук Л.А. Гуляевой в результате изучения геохимических фаций осадочных бассейнов разного возраста было сделано предположение о том, что накопление значительного количества (до 10% и более) сульфидов возможно только за счёт сульфат-ионов, поступающих в ил из морской воды [1]. Однако, в последние годы учёными различных специализаций были опубликованы новые данные, отчасти изменившие представления о процессах пиритообразования. В их числе материалы литолого-геохимического изучения верхнеюрских отложений Сибири, полученные авторами [2, 6 и др.].

Показательные снимки со сканирующего электронного микроскопа были продемонстрированы в рамках совещания «The 14th International Workshop on Present Earth Surface Processes and Long-term Environmental Changes in East Eurasia» [14]. На них зафиксированы выделения хорошо окристаллизованного пирита (без следов окисления), инкрустированные агрегатами тонкопластинчатого барита (рис. 1). Пирит присутствует в виде отдельных кристаллов и фрамбоидов и имеет, вероятно, биогенное происхождение. По результатам рентгенографического анализа пелитовая фракция (менее 0,002 мм), выделенная из морских аргиллитов позднеюрского возраста, часто содержит пирит (1-10%, иногда 15-

20%) и сульфаты (первые проценты барита, баритоцелестина, ангидрита, гипса, мирабилита и др.). По данным ICP-MS анализа концентрация бария в этих же породах достигает 6000 г/т, иногда более [2]. Петрофизические параметры отложений, главным образом их очень низкая проницаемость, практически полностью исключает кристаллизацию сульфатов в поровом пространстве на стадиях катагенеза, которая может проходить за счёт миграции пластовых растворов, насыщенных сульфат-ионами. Химический анализ проб воды, отобранных из скважин, показал низкое содержание SO_4^{2-} (1-2 эквивалент-процент). При бурении этих скважин химические вещества, содержащие барий и серу, не использовались.

Из предложенных к настоящему времени вариантов биохемогенного образования сульфидов железа следует, что популяция сульфатредуцирующих бактерий может активно развиваться в различных условиях при достаточном количестве продуктов, необходимых для метаболизма. Существование в широком диапазоне физико-химических параметров (температур, pH среды, аэробной и анаэробной зонах осадка и др.) позволяет им успешно приспосабливаться к среде обитания. Таким образом, большая группа бактерий, в том числе аэротолерантные виды, в процессе сульфатредукции может использовать в качестве акцепторов электронов тиосульфат, элементарную серу и цитрат железа, а в отложениях богатых органическим веществом – серу из аминокислот и простетических групп, при этом не расходуя сульфат-ионы (SO_4^{2-}) иловых вод. Микроорганизмы выбирают энергетически наиболее выгодный способ существования для конкретных условий. Например, в строении белка ферредоксина, содержащегося в хлорофилле высших растений, водорослей и бактерий, присутствуют Fe-S кластеры в качестве простетической группы. Эти кластеры способны осуществлять функции доноров и акцепторов электронов. Учёными установлена схожесть субструктур биохимических кластеров и сульфидных минералов - макинавита, грейгита, которые являются фазами-предшественниками пирита [10, 11, 13].

Возникает вопрос, как образуются выделения сульфидов железа, морфологически подобные облику микроорганизмов, например, радиолярий и диатомей? Радиолярии содержат серо-содержащие аминокислоты в очень малых количествах, но они часто имеют эндосимбионтов, которые синтезируют хлорофилл [9]. В клеточном строении диатомовых водорослей хлоропласты обычно пристенные, различной формы: у одних видов многочисленные мелкие, у других – крупные лопастные. Возможно, пиритизация начинается с минерализации ферредоксина из хлорофилла через промежуточные фазы-предшественники, которые строятся из Fe-S кластеров. Однако для сохранения образованных фрамбоидов пирита необходима среда с низким содержанием активного кислорода.

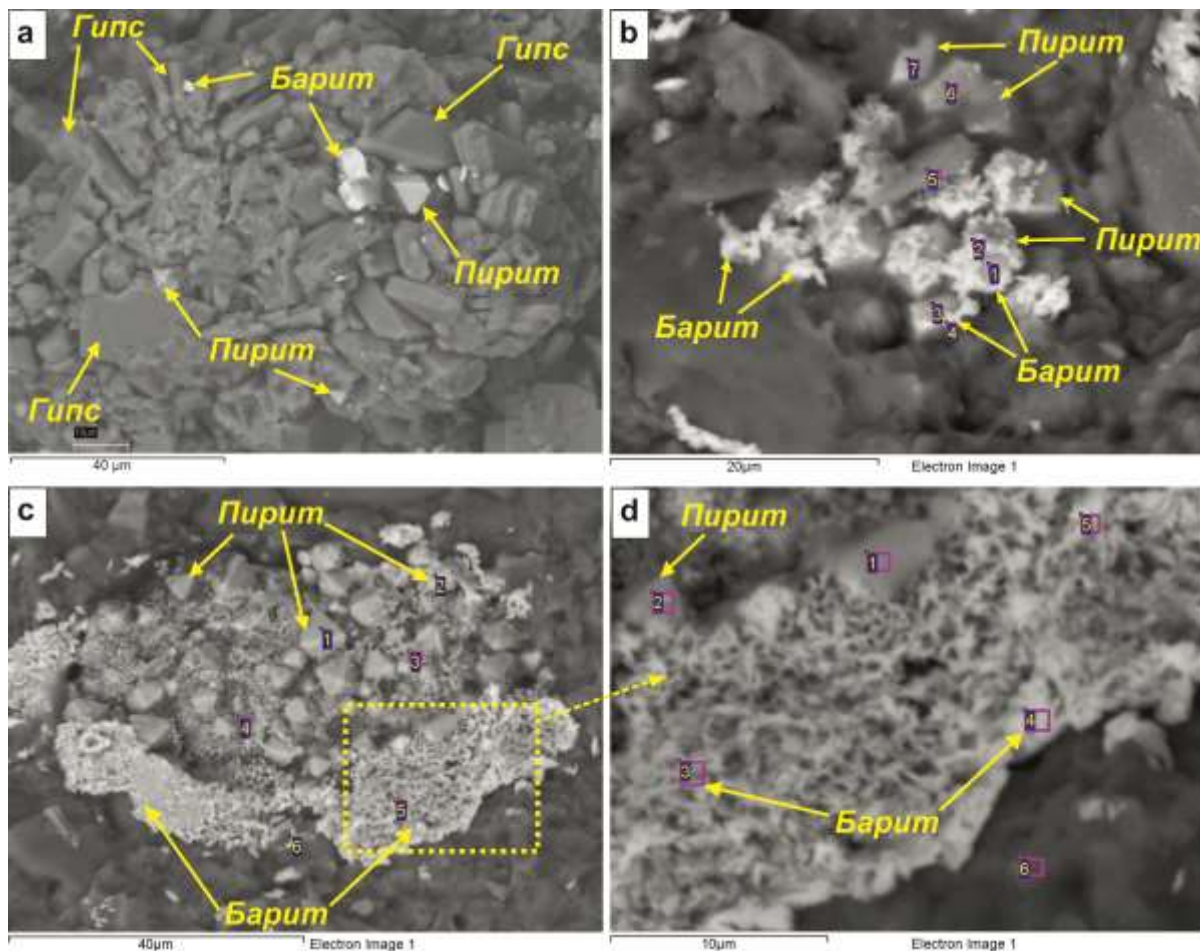


Рис. 1. Ассоциация сульфатных и сульфидных минералов в морских глинистых отложениях верхней юры Сибири: а – агрегат призматических кристаллов гипса с включениями кристаллов барита и пирита; б – выделения хорошо окристаллизованного пирита (без следов окисления), инкрустированные тонкопластинчатым баритом; в – скопление кристаллов барита и пирита в аргиллите; д – агрегат тонкопластинчатого барита (увеличенный фрагмент с рис. 1с)

Поэтому предполагается, что в бассейнах с нормальным газовым режимом при достаточной концентрации SO_4^{2-} в иловых водах осаждение микролитов барита на кристаллах пирита происходит в осадке на глубине не менее 10 см. В стратифицированных бассейнах с хемоклином процесс может наблюдаться и на поверхности осадка. Таким образом, существование парагенезиса сульфат-сульфид, возможно, свидетельствует об анаэробных или близких к ним условиях образования и о наличии специфического микробного сообщества, не расходуемого в процессе жизнедеятельности сульфат-ионы из морской воды.

Литература:

1. Гуляева Л.А. Геохимические фации, окислительно-восстановительные обстановки и органическое вещество осадочных пород // Советская геология. 1955. Т. 47. С. 38-56.
2. Злобин А.А., Москвин В.И., Злобина О.Н. Палеоэкологические реконструкции в верхнеюрском осадочном бассейне Западной и Средней Сибири по результатам лито-биохимических и спектральных методов исследования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2016. № 4 (28). С. 29-40.
3. Иванова В.Л. и др. Результаты геолого-биологических исследований лечебных грязей залива Петра Великого // Успехи наук о жизни. 2009. №1. с. 162-170.

4. Кронен Д. Подводные минеральные месторождения. М.: Наука, 1982. 391 с.
5. Масленников В.В. и др. "Белые", "черные", "серые" и "мерцающие курильщички" современных и древних океанов (обзор) // Металлогения древних и современных океанов. 2016. Т. 22. С. 7-13.
6. Предтеченская Е.А., Малошко Л.Д. Геохимические особенности и факторные модели баженовской свиты в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири // Известия вузов. Геология и разведка. 2016. № 4. С. 23-36.
7. Collins J.J. Summary of Kinoshita's kuroko deposits of Japan // Economic Geology. 1950. V. 45, № 4. P. 363-376.
8. Guilbert J.M., Park C.F. The Geology of Ore Deposits. Long Grove, Illinois: Waveland Press, 2007. 985 p.
9. Margulis L. Symbiosis in cell evolution. New York: W.H. Freeman, 1981. 452 p.
10. Rickard D., Luther G.W. Chemistry of Iron Sulfides // Chemical Reviews. 2007. V. 107, № 2. P. 514-562.
11. Russell M.J., Hall A.J. From geochemistry to biochemistry: Chemiosmotic coupling and transition element clusters in the onset of life and photosynthesis // The Geochemical News. 2002. V. 13. P. 6-12.
12. Sato T. Kuroko deposits: their geology, geochemistry and origin // Geological Society. 1977. Special Publications. № 7. P. 153-161.
13. Schoonen M.A.A., Barnes H.L. Reactions forming pyrite and marcasite from solution: I. Nucleation of FeS_2 below 100°C // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1991. V. 55, № 6. P. 1495-1504.
14. Zlobin A.A. Barite-pyrite paragenesis as a prohibited reality // Earth surface processes and environmental changes in mountains and adjacent areas of Eastern Eurasia. Novosibirsk, 2017. V. 1. P. 117-119.

ASSOCIATION OF SULFATE AND SULPHIDE MINERALS AS A POSSIBLE PARAGENESIS IN SEDIMENTARY BASINS

A.A. Zlobin¹, E.A. Predtechenskaya²

Novosibirsk State University¹, Novosibirsk, Russia
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources², Novosibirsk, Russia

It has been established, that in marine sediments of different ages an association of sulfate and sulphide minerals can be formed not only as a derivative of low-temperature hydrothermal processes, but also as a result of biochemical transformation of bottom pelitic sediments, enriched with organic matter. A prerequisite for this is the combination of a low free oxygen content in silt waters with the presence of a specific sulfate-reducing microbial community, which uses sulfur from aminoacids and prosthetic groups of organic residues as electron acceptors, which ensures that sulfate-ions in sea water are sufficient to precipitate sulfates, since they are not spent on the crystallization of sulphides.

Keywords: sedimentary basins, biochemical processes, sulfate-sulfide paragenesis

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ

И.А. Прокопенко, М.Н. Прокопенко

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail: IVProkopenko@ya.ru, ProkopenkoMN@mail.ru

Для эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений используют различные технические решения, неотъемлемой частью которых является скважина. В процессе бурения скважины необходимо знать положение каждой ее точки в пространстве. Применяя различные технологии можно формировать скважину различной конструкции для получения

наибольшей эффективности при эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: скважина, пласт, бурение, интенсификация, долото, ротор, телесистема, инклинометрические замеры

Для эффективной разведки или разработки нефтяных и газовых месторождений используют различные технические решения, неотъемлемой частью которых является нефтяная скважина. Она представляет собой цилиндрический ствол, пробуренный в пластах земляных и горных пород, который не предоставляет прямого доступа для человека внутрь неё. Основным её назначением является обеспечение доступа к нефтяному слою, удалению остатков горных пород и подачи нефти в хранилища [2].

При бурении все скважины по различным причинам в той или иной мере отклоняются от первоначально заданного направления. Этот процесс называется искривлением. Непреднамеренное искривление называется естественным, а искривление скважин с помощью различных технологических и технических приемов – искусственным [3].

Различные технологии строительства скважин с горизонтальными и боковыми стволами получили массовое внедрение на месторождениях Западной Сибири. Бурение наклонно-направленной скважины, с искусственно заданным направлением, выполняется с применением турбинно роторного бурения. При таком бурении долото приводится в движение турбобуром, установленным в компоновки низа буровой колонны (КНБК) над долотом, а также за счет вращения буровой колонны ротором.

Турбобур получает энергию от бурового раствора, закачиваемого через буровой инструмент под давлением буровыми насосами. Расход промывочной жидкости, бурового раствора, определяется конкретным типом турбобура и устанавливается заводом изготовителем для конкретного турбобура.

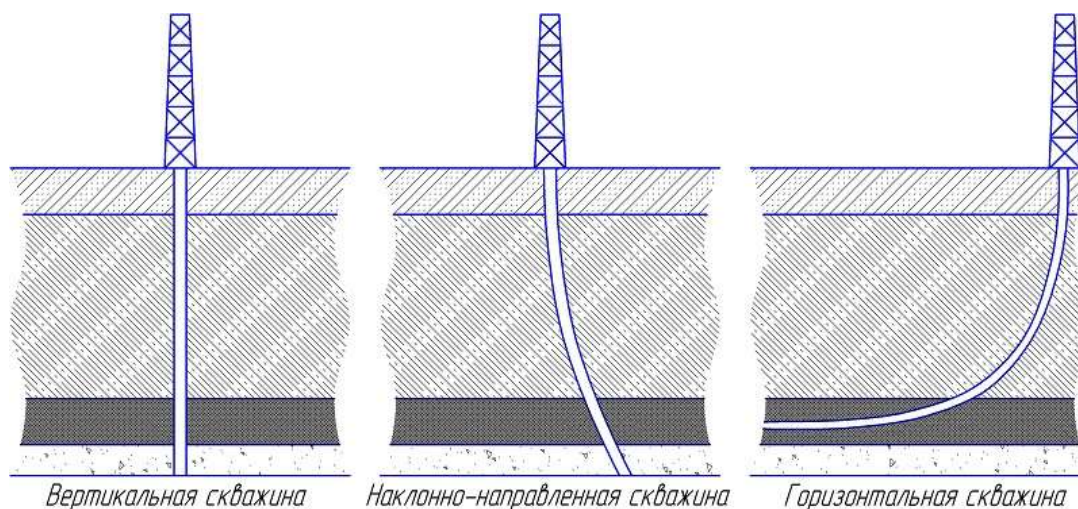


Рис. 1. Вертикальная, наклонно-направленная, горизонтальная скважина.

Буровая колонна труб, вращается под действием усилий ротора буровой установки (БУ) – в том случае, когда бурят с применением квадрата в качестве ведущей буровой трубы (ВБТ), или вращается верхним приводом на буровых оборудованных им.

В 90-х годах технологии направленного бурения были не столь развиты, время бурения одной скважины было значительно больше, чем в настоящее время. Раньше после бурения вертикального участка скважины выполняли подъем бурового инструмента для смены «прямой» компоновки низа бурильного инструмента на «кривую». Технологи буровой бригады, вручную наносили метки направления изгиба компоновки на колонне буровых труб, тем самым определяли направление дальнейшего бурения скважины. Периодически бурение останавливали, для проведения инклинометрических замеров. Если параметры искривление скважины были достигнуты, выполняли спуско-подъемные операции (СПО) для смены компоновки на «прямую». Дальнейшее углубление также сопровождалось инклинометрическими замерами, поскольку скважина могла отклоняться из-за неоднородности горных пород.

С развитием технологий, на рынке появилось множество различных забойных телеметрических систем, которые позволяют бурить скважины различного диаметра, от дневной поверхности до конечного забоя без подъемов бурового инструмента для смены КНБК, а также выполнять инклинометрические замеры не останавливая бурения. Забойные телеметрические системы определяют азимутальный угол направления скважины, и угол отклонения от вертикали, позволяя определить простран-

ственную проекцию скважины непосредственно во время бурения.

В конце 20-го века в Западной Сибири у нефтяных компаний имелся большой фонд действующих скважин с наклонно направленными стволами, месторождения были хорошо изучены. С внедрением новых технологий стало возможно бурить скважины с меньшими затратами и более сложной конструкцией. Следующим шагом в разработки месторождений стало активное бурение скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте (рис. 1).

Бурение наклонно-направленной скважины с большими углами отклонения от вертикали, а также горизонтальных скважин всегда связано с дополнительными рисками. На этапе проектирования учитывают геологические особенности горных пород, выбирают оптимальную рецептуру бурового раствора. Учитывая риски обрушения горной породы на горизонтальном участке в пробуренной скважине, при достижении продуктивного пласта скважину заканчивают спуском колонны обсадных труб и цементируют. После затвердевания цемента, к скважине возвращаются и бурят горизонтальный участок меньшего диаметра, затем спускают хвостовик в виде набора перфорированных труб [1].

Возможен более сложный подход к завершению горизонтальной скважины. В горной породе, коллекторе содержащем углеводороды, бурят протяженный горизонтальный участок, такого же диаметра, что и диаметр скважины. Спускают колонну обсадных труб, проводят многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП) (рис. 2).

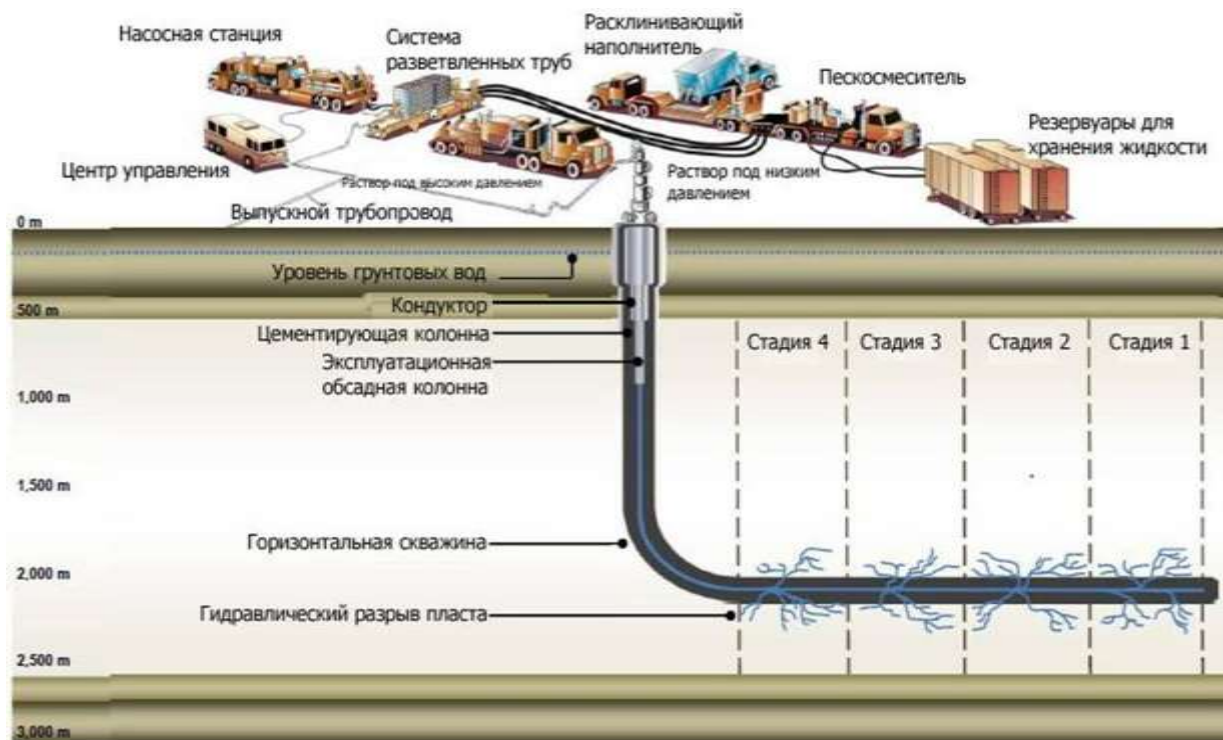


Рис. 2. Схема МСГРП в горизонтальной скважине.

Другой подход к повышению эффективности разработки месторождения связан с использованием разветвленных скважин, бурением боковых стволов.

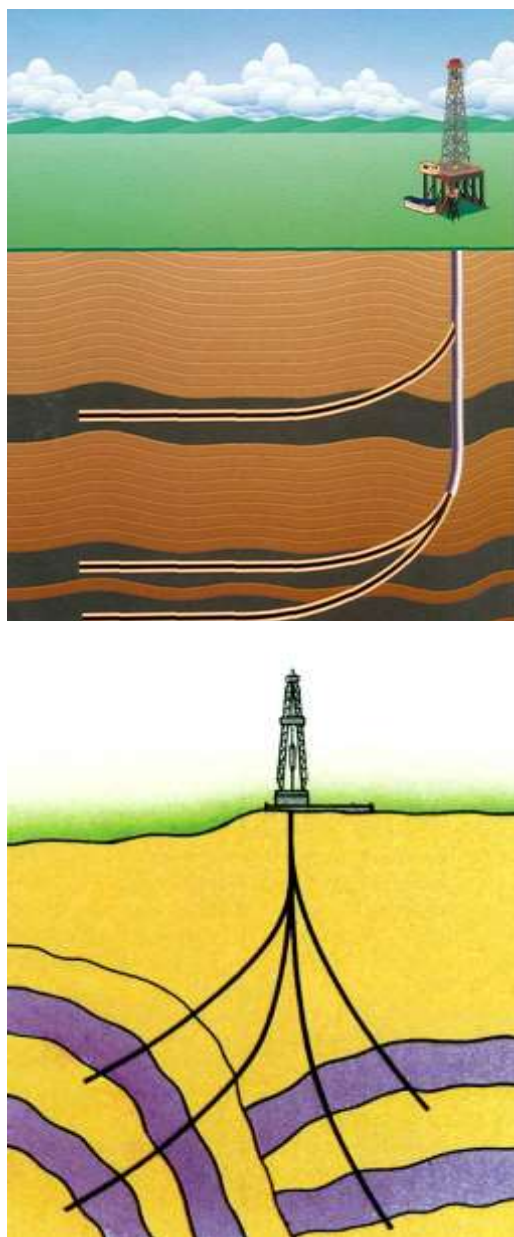


Рис. 3. Схема скважины с боковыми стволами.

Многозабойное бурение является логическим и эффективным направлением развития технологии горизонтального бурения в условиях геологически сложных залежей (истощенные, краевые зоны, участки, осложненные водонефтяными контактными зонами с малыми величинами литологических перемычек, и пр.) и имеет перспективы для развития в связи с ухудшением структуры запасов существующих нефтяных месторождений.

Наличие нескольких боковых стволов позволяет эксплуатировать, одной скважиной, несколько продуктивных залежей раздельно.

Зарезку боковых стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» планируется проводить в

три этапа. На первом этапе, который уже начался, бурение боковых стволов проводится в аварийных скважинах с целью возврата их в эксплуатацию и в скважинах высокообводненных за счет заколонных перетоков и образования конусов обводнения, где другие методы снижения обводненности продукции не дали результатов. На втором этапе планируется зарезка боковых стволов в слабо выработанные зоны пластов, с целью довыработки запасов и интенсификации добычи нефти. Третий этап бурения боковых стволов предусматривается в скважинах низкопродуктивных зон пластов с сохранением первоначального ствола. Этот этап бурения боковых стволов будет начат после отработки в ОАО «Сургутнефтегаз» технологии одновременной регулируемой эксплуатации нескольких стволов в одной скважине [4].

Многозабойные скважины (МЗС), как показывает опыт внедрения технологии на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь", обладают рядом отличительных характеристик.

МЗС состоит из основного ствола и одного/нескольких ответвлений (боковых стволов), пробуренных в пределах одного продуктивного пласта/объекта. При этом в отличие от многоствольных скважин, где каждый ствол является самостоятельным, полноценно заменяющим одну скважину, боковые ответвления МЗС обычно находятся на незначительном (до 200 м) удалении от основного ствола. Следует заметить, что если вертикальная или наклонно направленная скважина – это точечное вскрытие, горизонтальная – линейное, то многозабойные скважины – это уже переход на площадные (объемные) методы разработки залежей нефти.

МЗС позволяют при одинаковой протяженности основного ствола увеличить поверхность дренирования продуктивного пласта и обеспечить большую продуктивность по сравнению с ГС. Таким образом, по своей сути, ответвления МЗС являются аналогами трещин многозонного гидроразрыва в ГС (МГРП), а многозабойное (в т.ч. радиальное) бурение – методом интенсификации добычи. Данный фактор следует учитывать при выборе показателей оценки эффективности строительства МЗС. В отличие от ГС ответвления МЗС позволяют охватить значительную часть высокопроницаемых участков в околоствольной зоне, тем самым увеличить продуктивность всей скважины либо иметь сопоставимую с ГС, но при меньшей величине депрессии и меньшем риске подтягивания конуса подошвенной воды или газа из шапки. То есть МЗС выступает как наиболее эффективная технология горизонтального бурения в осложненных геологических условиях.

В сравнении с многозонным гидроразрывом в ГС строительство МЗС является "неагрессивной" технологией. К примеру, как показывает опыт, на участках, осложненных водонефтяными контактными зонами с малыми величинами литологиче-

ских перемычек, технология МГРП малоэффективна, а строительство многозабойных ГС экономически эффективно. В подобных горно-геологических условиях многозабойное бурение, в отличие от гидроразрыва, обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удаленных от основного ствола нефтенасыщенных зон коллектора.

Таким образом, многозабойное бурение является логическим развитием технологии горизонтального бурения, эффективного именно в условиях геологически сложных залежей (истощенные, краевые зоны и пр.) [5].

Литература:

1. Бурение горизонтальных скважин / А.И. Булатов, Е.Ю. Проселков, Ю.М. Проселков. Краснодар: Совет. Кубань, 2008. 424 с.
2. Особенности конструкции нефтяных скважин <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/osobennosti-konstruktsii-neftyanykh-skvazhin/>
3. Направленное бурение скважин <http://oilloom.ru/78-tehnika-i-tehnologii-stroitelstva-skvazhin/168-napravlennoe-burenie-skvazhin>
4. Медведев Н.Я., Сонич В.П., Булатов Р.А., Мишарин В.А., Исаченко В.М., Лушников А.Я. Эффективности применения боковых стволов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» УДК622.276.1/4”712.8
5. Исмаков Р.А., Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С., Ахметшин И.К. Многозабойные скважины: Области эффективного применения, технологии работ и задачи планирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 9. С. 25-26.

DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS, DRILLING WELLS WITH SIDE AND HORIZONTAL BARS

I.A. Prokopenko, M.N. Prokopenko

For the effectiveness of the development of oil and gas fields using various technical solutions, an integral part of which is a well. In the process of drilling a well, it is necessary to know the position of each of its points in space. Using various technologies it is possible to form a well of various designs to obtain the greatest efficiency in the operation of a field.

Key words: well, reservoir, drilling, intensification, chisel, rotor, telesystem, inclinometric measurements

ОСОБЕННОСТИ ВАРИАТИВНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ю.В. Кузнецова

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: you-lia94@mail.ru

Освоение месторождений углеводородов со сложным геологическим строением обуславливает необходимость создания достоверной геологической модели. В статье представлена методика вариативного построения геологической модели, позволяющая спрогнозировать распространение продуктивных песчаных тел. Это возможность повысить шансы успешного заложения и бурения скважин, и обеспечить экономическую рентабельность разработки месторождения.

Ключевые слова: неопределенности параметров залежи, многовариантное геологическое моделирование, анализ неопределенностей и рисков, погрешности

Наши знания о геологическом строении месторождений нефти и газа никогда не являются исчерпывающими. На этапе разведки и опытно - промышленной эксплуатации обычно мы имеем дело с малым количеством скважин и набором сейсмических данных с ограниченной разрешающей способностью. Также, на сегодняшний день большинство разрабатываемых месторождений имеет сложное геологическое строение, залежи которых сложены переслаивающимися, невыдержанными по латерали породами различных типов. Так как в силу объективных причин мы не можем построить единственно верную математическую модель месторождения, необходимо получить представительный набор моделей, которые могут иметь место при имеющихся у нас данных и представлениях о строении месторождения, а затем строить прогнозы на основе этого ансамбля и его характеристик [3]. Таким образом, многовариантное трехмерное геологическое моделирование является одной из самых объективных технологий, которое имеет представительную многовариантность и позволяет учитывать неопределенность наших знаний о геологических объектах.

Детерминированные методики геологического моделирования выдают одно значение начальных запасов, которое используется при проектировании разработки месторождения. При этом детерминистские модели не способны выдать объективное заключение о погрешности расчета начальных запасов. В то же время, начальные запасы никогда не могут быть определены с абсолютной точностью. По разным реализациям стохастической геологической модели получаются различные значения запасов, каждое из которых имеет место быть для данного месторождения.

Ансамбль реализаций геологической модели позволяет:

- оценить среднее (математическое ожидание) значение начальных запасов и погрешность (доверительный интервал) его определения;
- использовать вероятностное распределение начальных запасов в качестве входного параметра стохастических экономических моделей;
- применять ансамбль реализаций геологической модели или выборку из него при проведении многовариантных гидродинамических, технологических и экономических расчетов;
- получать интегральные карты, отражающие надежность геологических построений в различных частях залежи.

В настоящее время технологии стохастического моделирования качественно отработаны и широко применяются для следующих этапов геологического моделирования:

- построение структурного каркаса модели;
- построение литологической модели – трехмерного пространственного распределения пород различных литотипов;

– построение петрофизической модели – трехмерного пространственного распределения коллекторских свойств и начального насыщения пород.

Важным источником неопределенности в геологической модели месторождения часто является неоднозначность структурных построений, так как именно они контролируют положение контуров нефтегазоносности и во многом определяют начальные запасы.

Технология Horizons программных продуктов Schlumberger и Roxar основана на современных двумерных модификациях широко известного метода крайгинг (kriging) и позволяет выполнить следующее:

1. Оценить наиболее вероятные глубины структурных горизонтов в каждой точке модели. Основным преимуществом перед интерполяционными методиками является присущее методу крайгинг снижение весов точек, расположенных в областях с низкой плотностью данных.

2. Оценить среднее квадратичное отклонение (погрешность) глубин структурных горизонтов в каждой точке модели.

3. Построить ансамбль реализаций стохастической структурной модели залежи. Получаемые при этом реализации часто оказываются более реалистичными по сравнению с моделями, построенными традиционной интерполяцией, так как позволяют моделировать возможные флуктуации структурных поверхностей с латеральным размером меньше расстояния между скважинами [3].

Также оценить погрешности структурных построений можно путем вычисления стандартного отклонения абсолютных глубин, определенных по сейсмической карте в точках пластопересечения с траекториями скважин, от абсолютных отметок соответствующих маркеров Z_0 по скважинным данным. Возможно также применение способа оценки среднего квадратического отклонения от линии регрессии при использовании линейной регрессионной зависимости $Z_0(T_0)$ или $\Delta Z(T_0)$ для структурных построений. Распространенными способами оценки погрешности являются методы cross-validation (эталонной выборки) и jack-knife (поочередного отбрасывания контрольных точек из всего множества пар) [4].

Одним из основных источников неопределенности геологических моделей является литологическая модель. Геологи вынуждены моделировать пространственное распределение пород - коллекторов, основываясь на достаточно редкой сетке скважин и сейсмических данных, разрешающая способность которых ограничена.

Этапы многовариантного моделирования куба литологии заключаются в следующем:

1. Для каждого литолого-генетического типа пород задаются вероятностные распределения морфологических характеристик осадочных тел (длина, ширина, толщина, ориентация и др.).

2. Скважинные данные переносятся на трехмерную сетку (Upscaling).

3. Объем сетки случайным образом (метод Монте-Карло) заполняется телами различных литотипов в соответствии с имеющимися скважинными данными, а также заданными пользователем формами осадочных тел каждого типа, вероятностными распределениями размеров тел, параметрами взаимодействия между различными телами и др.

Последний этап повторяется требуемое число раз с различными параметрами инициализации метода Монте-Карло и в результате получаем представительный ансамбль реализаций литологической модели.

Переходя к петрофизическому моделированию мы имеем дело с данными, позволяющими с достаточной надежностью оценить степень изменчивости моделируемого параметра (вероятностное распределение, дисперсия), его среднее значение и коррелированность (вариограмма или co-kriging). Для использования этих данных в программных продуктах Schlumberger и Roxar реализован модуль стохастического петрофизического моделирования Petrophysical modeling/Contsim. Использование такого модуля позволяет:

- гибко учитывать сейсмические и геологические тренды при моделировании коллекторских свойств;

- статистически корректно учитывать корреляционные связи между различными петрофизическими параметрами;

- проводить раздельное моделирование по каждому литологическому типу пород;

- получать ансамбли стохастических реализаций трехмерных распределений петрофизических свойств [3].

Как отмечалось выше, практическое использование стохастических моделей возможно благодаря их представительной многовариантности. При этом если генерация нескольких реализаций (многовариантность) на любом этапе геологического моделирования не представляет серьезной проблемы, то получение именно представительного ансамбля часто является сложной задачей. Инженеру, занимающемуся построением модели, необходимо провести детальный анализ имеющихся исходных данных и определить, какие именно составляющие модели могут внести существенную неоднозначность в построения и применить для получения этих составляющих модели технологии многовариантного стохастического моделирования.

В настоящее время недоучет особенностей строения толщ приводит к ошибкам при подсчете запасов, построении традиционной трехмерной геологической модели и проектировании разработки [1]. Таким образом, для принятия более обоснованных решений возрастает значимость достоверности

геологической модели, позволяющей прогнозировать положение абсолютных отметок пласта и распространение геологических неоднородностей по площади и разрезу [2].

Литература:

1. Дерюшев А.Б. Опыт трехмерного геологического моделирования перспективных структур с применением результатов сейсмо- и литолого-фациального анализов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 7. С. 18-26.
2. Мутаев С.З., Налинин Е.Н., Генераленко О.С., Хохрина О.А. Построение сейсмофациальной модели в условиях сложнотектонического строения и преобладания горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. 2018. № 5. С. 18-24.
3. Рыбников А.В., Саркисов Г.Г. (Компания Roxar) Стохастические геологические модели – методы, технологии, возможности // Нефтяное хозяйство. 2001. № 6. С. 22-25.
4. Ставинский П.В., Левин Д.Н., Прудников А.А., Бирун Е.М. Анализ неопределенности и рисков при оценке запасов и планировании бурения скважин (на примере месторождений Юганского региона) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 23. С. 6-10.

FEATURES OF VARIABLE GEOLOGICAL MODELING

J.V. Kuznetsova

Tyumen industrial university, Tyumen, Russia

The development of hydrocarbon fields with a complex geological structure leads to create a reliable geological model. The article presents the technique of variable construction of the geological model, which allows to predict the distribution of productive sand bodies. This is an opportunity to increase the chances of successful well drilling and to ensure the economic profitability of field development.

Keywords: uncertainty of reservoir parameters, multivariate geological modeling, analysis of uncertainties and risks, errors

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕВОГО РАСТВОРА НА НАБУХАНИЕ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ

Г.Х. Али, М.Я. Наджмулдин, М.А. Аль Хайти

Киркукский университет, г. Киркук, Ирак

E-mail авторов: aligh123@gmail.ru

Целью работы является разработка метода для выбора геля. Для этого необходимо изучить процессы набухания и усадки геля водонабухающих гранулированных гелей. Будут исследоваться кинетические кривые набухания и усадки водонабухающих гранулированных гелей в рассоле различных концентраций при различной температуре.

Ключевые слова: солевой раствор, гранулированные гели

В работе исследованы водонабухающие гранулированные гели известных марок К40 и Дацин гель (DQ). Эти водонабухающие гранулированные гели имеют объемную плотность 540 г/л, содержание влаги в них составляет 5%, pH 5,5-6,0. Для этого исследова-

ования были выбраны водонабухающие гранулированные гели имеющие размер частиц 425-600 мкм.

Эксперименты для определения влияния солености на набухаемость данных гелей проводились с добавлением известных количеств сухого водонабухающего гранулированного геля в солевые растворы различных концентраций. Все солевые растворы имели значение pH равное 7. В процессе набухания исследуемых гелей замерялся его объем вплоть до окончания процесса набухания. Набухание в растворах различной солености оценивалось с использованием уравнения Vf/Vi , где Vf – конечный объем водонабухающих гранулированных гелей в мл и Vi – начальный объем водонабухающих гранулированных гелей в мл. В результате могут быть получены кинетические кривые набухания геля.

Эксперименты по кинетике усадки проводились вначале на шести полностью набухших образцах водонабухающих гранулированных гелей, погруженных в дистиллированную воду. Добавлением необходимого количества NaCl к каждому из образцов добивались повышения их солености до значений 0,5%, 1,0%, 5,0%, 10,0%, 15,0% и 20,0% соответственно.

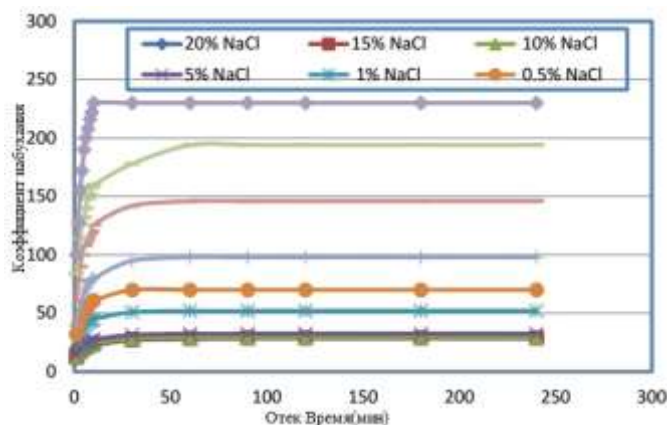


Рис. 1. Коэффициент набухания в виде функции времени и концентрации рассола.

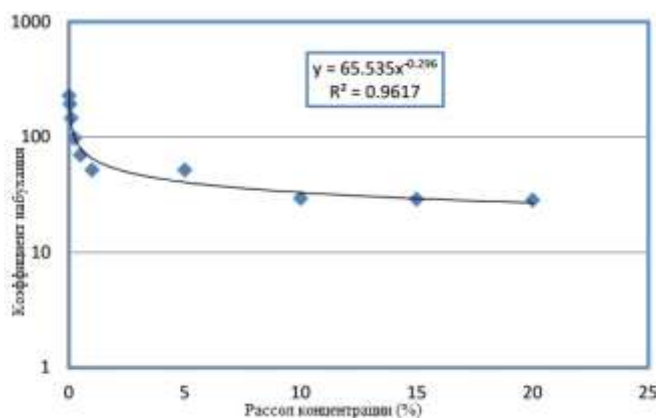


Рис. 2. Влияние концентрации рассола на конечное набухание водонабухающих гранулированных гелей.

После того, как гели были установлены в нижней части трубы, объем водонабухающих гранулированных гелей измеряли через различные промежутки времени до тех пор, пока он не переставал давать усадку. Были рассчитаны соотношения усадки водонабухающих гранулированных гелей для различных концентраций солевых растворов с использованием уравнения V_i/V_f . По результатам были построены кинетические кривые.

Выводы:

1. Эффективность набухания водонабухающих гранулированных гелей зависит от концентрации рассола, скорости потока, а также размера гранул самого геля.

2. Ущерб от водонабухающих гранулированных гелей для низкопроницаемых, богатых нефтью зон может быть эффективно предотвращен путем регулирования прочности применяемого геля.

3. Коэффициент набухания уменьшается с увеличением концентрации рассола.

Литература:

1. Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate // SPEJ. 2009. V. 14, № 3. P. 450-461. SPE-100049-PA. doi: 10.2118/100049-PA.
2. Du Y., Gong J.P. In surface friction and lubrication of polymer gels / ed. G. Biresaw and K. L. Mittal, CRC Press, Boca Raton, Florida, May 2008. Ch. 11. P. 223-246.
3. Ganguly S., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. 2001. The Effect of fluid leakoff on gel placement and gel stability in fractures / Paper SPE 64987 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13-16 February 2001.
4. Larkin R., Creel P. Methodologies and Solutions to Remediate Interwell Communication Problems on the SACROC CO2 EOR Project-A Case Study. paper SPE 113305 presented at 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 19-23 April 2008.
5. Ramazani-Harandi M.J., Zohuriaan-Mehr M.J., Ershad-Langroudi A., Yousefi A.A., Kabiri K. Rheological determination of the swollen gel strength of the superabsorbent polymer hydrogels // Polym. Test. 2006. № 25. P. 470-474.
6. Seright R.S. Washout of Cr (III)-Acetate-HPAM Gels from Fractures. Paper SPE 80200 presented at the 2003 SPE international Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, 5-7 Feb 2003.
7. Tang C.J. Profile modification and profile modification plus oil displacement technique in the highwater cut oilfield in zhongyuan oilfield // Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing. 2005. V. 24 (1). (in Chinese).
8. Zhang H., Bai B. Preformed particle gel transport through open fractures and its effect on water flow. Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 24-28, 2010; SPE Paper 109908.

STUDY THE CONCENTRATION OF THE BRINE EFFECT IN THE GRANULAR GEL SWELLING

G.H. Ali, M.Y. Najmuldeen, M.A. Al-haithi

The ultimate goal of this paper is to provide a data for gel selection. This work involves the study of swelling and deswelling kinetics of granular gels. The swelling and deswelling kinetic curves of the granular gel will be measured and their swelling and deswelling kinetic parameters will be estimated. The swelling ratios of the granular gel in brine solutions of different concentrations will be determined from both the swelling and deswelling processes. The effect of the temperature and the concentration of the brine will be considering in this task.

Keywords: salt solution, granular gels

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

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

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
НИИЦНГТ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: grachevsi@tyuiu.ru, contact@ogtcentre.ru

Баженовская свита – уникальный геологический комплекс, который расположен практически на всей территории Западной Сибири. Разработка отложений баженовской свиты осложнена рядом геологических факторов, для прогнозирования выработки запасов из которой в данной работе предлагается использовать модель «АЛГОМЕС-2».

Ключевые слова: баженовская свита, дренируемые запасы, модель «АЛГОМЕС-2»

Площадь распространения баженовской свиты составляет порядка 1200 тыс. км², в том числе на территории ХМАО–Югры – 220 тыс. км². Изучение баженовского комплекса отражено в работах Нестерова И.И. [8, 13], Конторовича А.Э. [1, 2, 8] Зубкова М.Ю. [3, 6, 7], Мелик-Пашаева В.С. и Халимова Э.М. [18], Терещенко Ю.А. [17], Гурари Ф.Г. [4, 5], по объектам, имеющим схожее геологическое строение.

Особенностью строения залежей баженовской свиты является, то, что они не контролируются структурным планом, их продуктивность связана с зонами деструкции горных пород, дизъюнктивными нарушениями, характеризуются аномально высоким начальным пластовым давлением и температурой. Коллектор представлен тонкоплиточными и листоватыми глинистыми породами с линзовидными прослойками органического вещества [13].

Углеводороды баженовской свиты содержатся в двух формах [6, 7]: в форме легкой нефти, в органическом веществе – керогене;

Нефтеносные породы баженовской свиты представлены в основном тремя породообразующими компонентами: минералами кремнезема (опал, халцедон, кварц), доля которых в объеме свиты составляет 0,36 д. ед.; глинистыми минералами (гидрослюда, реже смешанно-слоистые образования гидрослюда-монтмориллонит) – 0,27 д. ед. в объеме свиты; карбонатными минералами (кальцит, доломит) с долей в объеме свиты 0,33 д. ед.

В ходе анализа промысловых данных по скважинам, эксплуатирующим Баженовскую свиту, выявлено, что динамика показателей работы большинства скважин характеризуется чередующимся повышением и снижением дебита нефти, что свидетельствует об активности трещин в результате изменения в них эффективного давления. Кроме того, геологические особенности баженовской свиты

предопределяют практически безводный характер добычи скважинной продукции.

Вышеперечисленные факторы существенно затрудняют применение известных методик для оценки характера выработки запасов по скважинам, определения дренируемых запасов. В связи с этим в настоящей работе был предложен математический аппарат для прогнозирования показателей выработки запасов для условий разработки отложений Баженовской свиты.

При математическом описании принимаются обозначения: Q_1 и Q_2 – текущие запасы в проводящей и подпитывающей средах в расчете на единицу объема пласта. Очевидно, что давления, под которыми они находятся, пропорциональны их объемам и потому интенсивность перетоков из линз в каналы можно принять в виде:

$$-\frac{dQ_2}{dt} = \beta(Q_2 - Q_1) \quad (1)$$

а интенсивность отбора запасов из каналов:

$$-\frac{dQ_1}{dt} = \alpha Q_1 + \beta(Q_2 - Q_1) \quad (2)$$

здесь α и β – постоянные коэффициенты с размерностью, обратной времени.

Если в (2) откинуть второе слагаемое, то будет получен закон, устанавливающий, что скорость отбора запасов пропорциональна их наличию. Этот закон подтверждается многочисленными наблюдениями за изменениями темпа отбора в зависимости от остаточных запасов.

Для решения системы уравнений (1) и (2) полезно заменить остаточные запасы Q_1 и Q_2 на добытые их количества:

$$\bar{Q}_1 = Q_0 - Q_2; \quad \bar{Q}_2 = Q_0 - Q_1,$$

где Q_0 – начальные дренируемые запасы без его разделения на линзы и каналы, поры и трещины. В условиях баженовской свиты разработка, которой ведется на естественном режиме, Q_0 будет определяться объемом геологических запасов нефти вовлеченных в разработку.

В новых обозначениях получаем следующую систему уравнений:

$$\frac{d\bar{Q}_2}{dt} = \beta(\bar{Q}_1 - \bar{Q}_2) \quad (3)$$

$$\frac{d\bar{Q}_1}{dt} = \alpha(Q_p - \bar{Q}_1) + \beta(\bar{Q}_2 - \bar{Q}_1) \quad (4)$$

Необходимость такой замены продиктована тем, что \bar{Q}_1 и \bar{Q}_2 , а точнее их сумма, определяется промысловыми замерами. Для упрощения в дальнейшем тильды над переменными Q_1 и Q_2 будем опускать.

Система из двух дифференциальных уравнений (3) и (4) приводится к одному дифференциальному уравнению второго порядка:

$$D^2 Q_1 + (\alpha + \beta) D Q_1 + \alpha \beta Q_1 = \alpha \beta Q_0 \quad (6)$$

Это уравнение может быть решено, если будут заданы начальные условия, которым в момент $t = 0$

удовлетворяет функция Q_1 и ее первая производная DQ_1 . Поскольку Q_1 соответствует объему извлеченных из залежи запасов, то $Q_1(0) = 0$, величина производной DQ_1 соответствует темпу их извлечения, который обычно задается пропорциональным начальным извлекаемым запасам, так что можно принять $DQ_1 = \gamma Q_1$, где γ – некоторая величина, обратно пропорциональная времени, как и ранее введенные параметры α и β . Заменим $Q_1(t)$ на $Q_n(t)$.

При заданных начальных условиях решение (5) представляется в виде:

$$Q_n(t) = Q_0 \left(1 - \frac{\gamma - \beta}{\alpha - \beta} e^{-\alpha t} - \frac{\alpha - \gamma}{\alpha - \beta} e^{-\beta t} \right) \quad (6)$$

Принимая во внимание физические процессы, полагаем $\alpha > \beta$ и поэтому первое слагаемое (6) уменьшается быстрее, характеризуя выработку запасов из трещинных каналов, так что по истечении некоторого промежутка времени наибольший вклад в добычу нефти из залежи будет вносить второе слагаемое, определяющее поступление нефти из поровой матрицы.

Чтобы раскрыть физической смысл коэффициентов, рассмотрим скважину эксплуатируемую механизированным способом с постоянным забойным давлением p_3 , при этом в условиях упруго-замкнутого режима пластовое давление p_n снижается и показатели работы можно описать следующей системой уравнений:

$$q = K(p_n - p_3) \quad (7)$$

$$q = \frac{dV}{dt} = -\beta_n V \frac{dp_n}{dt} \quad (8)$$

где K – коэффициент продуктивности скважины; V – геологические запасы нефти в залежи; β_n – упругоэластичность нефти. Поскольку упругоэластичность нефти значительно превышает сжимаемость скелета, то для упрощения выкладок последней можно пренебречь. Приравнявая (7) и (8), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение для p_n , решая которое относительно p_n будет иметь:

$$p_n(t) = p_3 + (p_0 - p_3) e^{-at} \quad (9), \text{ где } a = \frac{K}{\beta_n V}.$$

Как видно, при достаточно большом времени t пластовое давление сравнивается с давлением на забоях скважин и приток нефти к ним прекратится.

Из (9) с учетом (7) получим следующее выражение для суточного отбора

$$q(t) = q_0 e^{-\frac{q_0 t}{Q_0}} \quad (10)$$

или для накопленного отбора нефти:

$$Q_n(t) = Q_0 \left(1 - \exp\left(-\frac{Q(t)}{Q_0}\right) \right) \quad (11)$$

где q_0 – суточный дебит скважин в момент пуска; $Q(t)$ – накопленная добыча жидкости.

Важно отметить, что динамика снижения пластового давления при истощении упругого запаса определяет динамику накопленной жидкости и соответственно предельный объем накопленной нефти.

Для условий двойной среды зависимость (11) с учетом (6) перепишем в следующем виде:

$$Q_n(t) = Q_0 \left(1 - Q_1 \exp\left(-\alpha \frac{Q(t)}{Q_0 Q_1}\right) - (1 - Q_1) \exp\left(-\beta \frac{Q(t)}{Q_0(1-Q_1)}\right) \right) \quad (12)$$

Таким образом, из (12) следует что коэффициенты α, β – характеризуют интенсивность затухания отбора запасов нефти Q_1 и $(1 - Q_1)$ соответственно из проводящей и подпитывающей сред. При этом отражают особенности проявления естественного режима. Отношение коэффициентов $\frac{\alpha}{\beta}$ соответствует отношению гидропроводности проводящей и подпитывающей среды.

С целью определения параметров, входящих в зависимость (12), обозначим через $Q_n^{\phi}(t)$ фактическую накопленную добычу нефти и образуем разность $\Delta_n = Q_n(t_n) - Q_n^{\phi}(t_n)$, где t_n – значения времени в пределах заданного периода наблюдения. Параметры α, β, Q_1, Q_0 находятся таким образом, чтобы сумма квадратичных отклонений $S = \sum_n \Delta_n^2$ имела минимальное значение. Для нахождения минимума применяется метод наискорейшего спуска с использованием стандартных программ. Представленный выше алгоритм получил название «АЛГОМЕС-2» по имени авторов Р.И. Медведского и А.А. Севастьянова. На рисунке 1 представлена адаптация модели «АЛГОМЕС-2» по выше приведенному алгоритму.

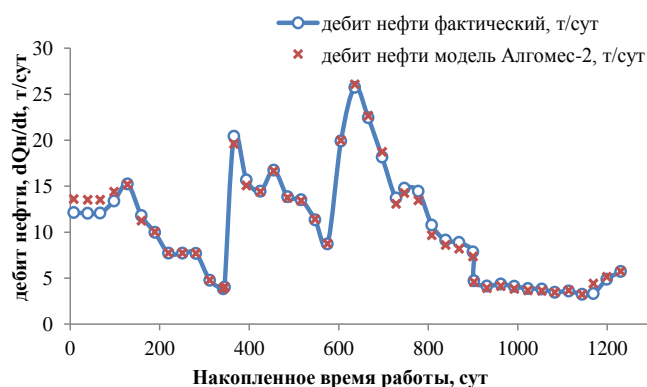


Рис. 1. Пример адаптации модели АЛГОМЕС-2.

Параметры, определенные в ходе обработки промысловых данных по одной из скважин, дренирующей баженовскую свиту на месторождении, приуроченном к Сургутскому своду, следующие: $Q_0=256,7$ тыс. т; $Q_1=0,794$ д.ед.; $a=0,741$; $b=0,143$; прогнозируемый отбор нефти 23,5 тыс. т, что со-

ставляет 9,5% от вовлеченных запасов и сопоставима с упругим запасом.

Основной опыт эксплуатации баженовской свиты приходится на два НГР: Салымский (Правдинско-Салымская группа месторождений) и Приобский (Ай-Пимское и Западно-Сахалинское месторождения). На Салымском НГР отмечаются большие медианные показатели по дренируемым запасам, накопленной добычи нефти, площади дренирования и текущему среднему дебиту по нефти.

По результатам анализа эксплуатации скважин 80% фонда имеет величины дренируемых запасов нефти менее 30 тыс. т, которые не обеспечивают рентабельность разработки баженовской свиты. Накопленная добыча нефти свыше 30 тыс. т/скв отмечается по 20% скважин, площадь дренирования по ним превышает 150 га/скв, что свидетельствует о расположении забоев в обширных зонах трещиноватости горных пород.

Величина накопленной добычи с применением технологий ГС (горизонтальных скважин) с МГРП (многостадийного гидравлического разрыв пласта) на объектах аналогах «сланцевой нефти» за рубежом достигает уровня 13-15 тыс. т на скважину, что также принципиально не изменяет эффективность выработки запасов нефти.

На основании проведенной оценки дренируемых запасов, площади дренирования, фактических темпов снижения добычи нефти по скважинам, приросту фонда добывающих скважин, а также данным по применению ГРП и ГС с МГРП авторами выполнен прогноз уровней добычи нефти по объектам, стоящим на государственном балансе, с учетом применения современных технологий воздействия на пласт. Прогноз осуществлен с использованием алгоритмов, описанных в работах [10-12, 14-16].

Согласно прогнозу уровни добычи нефти с применением технологий строительства скважин с горизонтальным окончанием и проведением гидро-разрыва пласта оцениваются на уровне 740 тыс. т нефти в год к 2020 году, 780 тыс. т нефти в год к 2025 году, 820 тыс. т нефти в год к 2030 году. При этом значение уровней добычи нефти без применения данных технологий, согласно прогнозу, будут снижаться, но отличаются не существенно: 740 тыс. т нефти в год, 720 тыс. т нефти в год, 680 тыс. т нефти в год соответственно. Очевидно, что без активного внедрения технологий преобразования керогена в легкие углеводороды, баженовская свита не может являться существенно значимой для нефтяной отрасли России.

Литература:

1. Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Classification of rocks of the Bazhenov Formation // Russian Geology and Geophysics. 2016. № 11. P. 1606-1612.
2. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Zakhryamina M.O., Kalinina L.M. History of Upper Jurassic reservoirs in southeastern West Siberia (case study of Igol'sko-Talovoe oilfield) // Russian Geology and Geophysics. 2017. №10. P. 1240-1250.

3. Zubkov M.Y. The reservoir potential of the Bazhenov Formation: regional prediction // Russian Geology and Geophysics. 2017. V. 58. 3-4. P. 410-415.
4. Гурари Ф.Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Труды СНИИГГиМС. 1979. № 271. С. 153-160. 11
5. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М.: Недра, 1988. 197 с.
6. Zubkov M.Y., Portmeyer Y.A., Bondarenko P.M. Прогноз трещинных коллекторов в отложениях баженовской и абалакской свит на основе результатов тектонофизического моделирования // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы V науч. конф. Ханты-Мансийск, 2002. С. 244-253.
7. Zubkov M.Y., Portmeyer Y.A. Критерии оценки региональных перспектив нефтегазоносности и локального прогноза углеводородных залежей в отложениях баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Горные ведомости. 2005. № 6. С.30-51.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
9. Коровин К.В., Печерин Т.Н. Анализ результатов эксплуатации скважин из отложений баженовской свиты на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12. С. 91-94.
10. Кузьмин, Ю.А., Судат, Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / [Электронный ресурс] // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. [Режим доступа]: URL: <http://www.oilnews.ru/24-24/osobennosti-geologicheskogo-stroeniya-ocenki-i-ucheta-v-gosbalanse-zaparov-uglevodorodov-v-otlozheniyah-bazhenovskoj-svity-mestorozhdenij-xanty-mansijskogo-avtonomnogo-okruga-yugry>
11. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промышленным данным. СПб.: Недра, 2004. 192 с.
12. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2005. № 15. С. 49-53.
13. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород, Строение и нефтегазоносность баженовской Западной Сибири. Тюмень: ЗапСиб НИГНИ, 1985. 173 с.
14. Севастьянов А.А., К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 12–2. С. 444–448.
15. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. 92 с.
16. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
17. Степанов А.И., Терещенко Ю.А. Тип коллектора и условия формирования залежи нефти в отложениях баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтепромысловая геология залежей с трудноизвлекаемыми запасами. 1985. № 90. С. 80-93.
18. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. 1980. № 6. С. 1-9.

PROSPECTS OIL PRODUCTION FROM BAZHENOV FORMATION

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

Tyumen IU, Tyumen, Russia
RICPT, Tyumen, Russia

The Bazhenov Formation is a unique geological complex, which is located almost throughout the entire territory of Western Siberia. Development of Bazhenov formation of complications along with geological factors, to predict the development of reserves of which in this work it is proposed to use the model "ALGOMES-2".

Keywords: Bazhenov Formation, drained reserves, ALGOMES-2 model

ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО-ЮГРЫ

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

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия
НИИЦНТ, г. Тюмень, Россия

E-mail авторов: grachevsi@tyuiu.ru, contact@ogtcentre.ru

В работе проведен анализ вероятностно - статистического распределения подсчетных параметров для отложений ачимовской толщи и тюменской свиты с использованием метода Монте-Карло для 50 тысяч случаев случайных реализаций.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, метод Монте-Карло, вероятностно-статистическое распределение, ачимовская толща, тюменская свита

Для исследования сложных систем, которые подвергаются случайным воздействиям, применяются вероятностные имитационные модели, где влияние случайных факторов учитывается при помощи вероятностных характеристик случайных процессов. В то же время результаты, полученные на данной модели, являются случайными реализациями, следовательно, для определения объективных характеристик процесса требуется многократное воспроизведение и дальнейшая статистическая обработка полученных результатов. С этой точки зрения, исследование сложных процессов, подверженных случайным воздействиям, с использованием метода имитационного моделирования, является статистическим моделированием.

Метод Монте-Карло представляет собой процесс моделирования случайных величин для дальнейшего определения характеристик их распределений: результаты рассчитываются на основании статистики, получаемой к моменту принятия определенного решения, следовательно, от качества генератора случайных чисел будет зависеть достоверность полученных результатов.

Применительно к вопросу разработки нефтяных месторождений использование вероятностно - статистического распределения подсчетных параметров, которые могут носить случайный характер, является весьма актуальным. Используя многолетний опыт разработки месторождений-аналогов, пользуясь геологическими характеристиками залежей нефти, возможно формирование образа залежи.

Последовательность применения метода вероятностно-статистического распределения заключается в следующем: за основу анализа берутся карты толщин, коэффициенты пористости, песчаности, объем породы, удельная плотность извлекаемых запасов, производится анализ месторождений аналогов, распределение коллекторов. Каждый параметр

взвешивается по объему запасов нефти делением значения показателя на соответствующий объем запасов, в результате чего строятся графики вероятностного распределения значений того или иного показателя и формируется система:

$$\begin{cases} P1 = 90\% \\ P2 = 50\% \\ P3 = 10\% \end{cases}$$

По полученным расчетам задается диапазон от оптимистичного ($P1$) до пессимистичного значения ($P3$). Все полученные при делении значения выводятся на график, при этом экстремумы свыше 99% и ниже 1% считаются маловероятными, но возможными.

По некоторым показателям необходимо внести корректировку после получения первичного распределения вероятности, а именно исключить максимальные или минимальные значения, которые могут существенно сместить кривую, в частности сверхмощные толщины и площади нефтеносности [6]. Причина может заключаться в высокой степени изученности данного региона нефтеносности, что исключает наличие на данном участке уникального месторождения нефти.

По каждому показателю составляется система вероятности для определения количества залежей, а точнее объема залежей, находящихся в коллекторе с данной характеристикой. Используя полученные данные, рассчитываются значения величины извлекаемых запасов предполагаемой залежи, соответственно получаем 3 значения с вероятностью в 10%, 50% и 90%, среднее из которых будет являться лучшим выражением свойств полного распределения в виде одного числа. Важен тот факт, что завышенные оценки извлекаемых запасов залежи получаются по причине завышения нижних границ, а не верхних. Если есть предположение, что залежь в данной области может быть столь мала, что для нее будет достаточно 1-2 скважин, то этот результат отражается с вероятностью $P=99\%$ и не меньше. Произведение трех подсчитанных параметров, соответствующих $P=90\%$, дает результирующее значение запасов равное вероятности до $P=98,7\%$, а при пе-

ремножении данных 10%-ной вероятности, получаем значение соответствующее $P \approx 1,3-9,0\%$.

Преобразование функции распределения запасов залежи в экономические показатели производится так же по трем вероятностям для получения более точных результатов (а не по среднему значению вероятности, принятому за объективное) что дает возможность оценить относительную доходность всего диапазона запасов результирующее значение NPV [2, 6].

Проверка правильности проведения вероятностной оценки осуществляется по методу мониторинга качества прогноза [6]: порядка 10% фактических значений показателя должно быть больше или равно их оценок для $P=10\%$ и около 10% фактических значений должно быть меньше их оценок для $P=90\%$, порядка 80% фактических значений должны попасть в диапазон от $P=10\%$ до $P=90\%$.

Для оценки величины извлекаемых запасов нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры был проведен вероятностно-статистический анализ распределения подсчетных параметров среди отложений ачимовской толщи [8] и тюменской свиты (среднеюрских отложений) [2-5, 9] с использованием метода статистического моделирования Монте-Карло при 50 тысячах реализаций случайных процессов. В результате были сформированы образы залежей по каждому объекту исследования, добычной потенциал оценивался по вероятностной шкале, применяемой в классификации PRMS. Важен тот факт, что при 10 и 50 тысячах реализаций случайных процессов не отмечалось существенных изменений оценка величины извлекаемых запасов нефти.

Согласно таблице 1, с вероятностью в 90% величина извлекаемых запасов залежи нефти по объектам ачимовской толщи оценивается 1,7 млн. т., 50% – 22 млн. т., 10% – величина запасов прогнозируется 47 млн. т. Величина КИН с вероятностью в 50% составит 0,2 д. ед. По объектам тюменской свиты объем извлекаемых запасов составит с вероятностью в 90% – 3,7 млн. т, с вероятностью в 50% и 10% – 18,4 и 3,7 млн. т, соответственно.

Таблица 1

Вероятностное распределение основных подсчетных параметров и извлекаемых запасов нефти по объектам ачимовской толщи и тюменской свиты

Параметр вероятности	Нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, д. ед.	Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	Пересчетный коэффициент, д. ед.	Плотность нефти, г/см ³	КИН, д. ед.	Оценка извлекаемых запасов вероятной залежи, млн.т
Ачимовская толща							
P90	5,0	0,16	0,46	0,800	0,831	0,200	1,7
P50	9,8	0,17	0,55	0,865	0,851	0,250	22,0
P10	15,0	0,19	0,62	0,920	0,867	0,350	47,0
Тюменская свита							
P90	7,2	0,18	0,60	0,908	0,892	0,344	32,9
P50	6,6	0,18	0,59	0,879	0,844	0,325	18,4
P10	5,9	0,17	0,55	0,841	0,840	0,234	3,7

Литература:

1. Бухалков М.И. Планирование на предприятии: Учебник. 3-е изд., испр. М.: ИНФРА-М, 2008. 416 с.
2. Зотова О.П., Зубарев Д.И., Коровин К.В., Севастьянов А.А. Особенности разработки отложений тюменской свиты // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 28-29.
3. Коровин К.В., Севастьянов А.А., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Строение отложений тюменской свиты ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1 (68) С. 33-34.
4. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. СПб.: Недра, 2004. 192 с.
5. Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2005. № 15. С. 49-53.
6. Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. М. Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. 304 с.
7. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. 92 с.
8. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 8. С. 195-199.
9. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 12-2. С. 444-448.

PROBABILITY-STATISTICAL ASSESSMENT
OF ESTIMATED PARAMETERS OF OIL FIELDS
OF KMAO-UGRA

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

Tyumen IU, Tyumen, Russia
PICPT, Tyumen, Russia

The analysis of the probability-statistical distribution of the estimated parameters of the fields of the Achimov formation and the Tyumen suite was carried out by the Monte Carlo method for 50 thousand cases of random implementations.

Keywords: oil field, Monte-Carlo method, Probability-statistical distribution, Achimov formation, Tyumen suite

**ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ
ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ФИЗИКО-
ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В УСЛОВИЯХ
ВАЧИМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.Н. Казанчева, М.Ю. Савастыин

Сургутский институт нефти и газа (филиал ТИУ),
г. Сургут, Россия

E-mail авторов: an.kazan4ewa@yandex.ru

В работе рассмотрено применение физико-химических методов для повышения нефтеотдачи пластов АС_{8,9} и АС₇ Вачимского месторождения с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Необходимость их использования обусловлена высокой обводненностью скважинной продукции на поздних стадиях разработки месторождения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, физико-химические методы, ограничение водопритока, Вачимское месторождение

В процессе разработки нефтяных месторождений с применением поддержания пластового давления (ППД) по мере выработки извлекаемых запасов можно выделить прогрессирующее обводнение скважинной продукции. В связи с этим проблема ограничения отбора воды из добывающих скважин приобрела в последние годы исключительную актуальность.

Решение проблемы ограничения водопритока (ОВП) в добывающие скважины требует все больше усилий, времени и средств. Эффективное уменьшение поступления воды в скважину и получение дополнительной добычи нефти могут быть достигнуты при использовании реагентов, специально предназначенных для данного вида работ, и при обоснованном выборе технологии ОВП. Известно, что во время ремонтно-изоляционных работ нередко происходит некорректный подбор закачки изолирующего состава (изолирующий состав попадает в продуктивную часть пласта, не подлежащую обработке), и тогда продуктивный пласт необратимо кольматируется [6]. Для предотвращения данного явления требуется выполнение эффективных ремонтно-изоляционных работ по устранению заколонных перетоков и водопритока различного характера. Для регулирования подвижности нефти и воды, их реологических свойств и взаимосвязи между жидкостью и поверхностью породы в пласте применяют физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) [4, 7]. Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимает полимерное заводнение. Получение композиций полимеров в сочетании с различными реагентами существенно расширяет диапазон применения полимеров. Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов – выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении [1, 5].

По геологическому строению Вачимское месторождение является сложнопостроенным. Продуктивные пласты характеризуются невыдержанным как по площади, так и по разрезу строением, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами. В данных условиях перспективным направлением повышения нефтеотдачи пластов являются технологии управления фильтрационными потоками за счет закачки в пласт реагентов [3].

Внедряемые потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины [2].

На Вачимском месторождении проводятся мероприятия по воздействию на пласты АС_{8,9} и АС₇ с

IMPROVING OIL RECOVERY WITH APPLICATION PHYSICO-CHEMICAL METHODS IN THE CONDITIONS OF VACHIMSKY FIELDS

A.N. Kazancheva, M.Yu. Savastin

Surgut Institute of Oil and Gas (a branch of Tumen Industrial University), Surgut, Russia

In work discusses the application of physical and chemical methods for enhancing oil recovery of the AC₈₋₉ and AC₇ layers of the Vachimsky field for the purpose of restoration and improved the productivity of mining and injectivity wells. The need for their use is due to the water cuttings of well products in the mature production field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, physico-chemical methods, water management, Vachimsky field

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.С. Лесняк

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Lesnyakms1@tyuiu.ru

В работе представлены результаты применения нестационарного заводнения на Муравленковском месторождении за период с 2011 по 2015 год. Отмечается, что наибольший эффект был достигнут в первый год проведения данных работ – 626,3 тонны на одну скважино-операцию.

Ключевые слова: Муравленковское месторождение, заводнение, нефть

Муравленковское месторождение, промышленная разработка которого ведется с 1982 г., на сегодняшний день эксплуатируется с использованием современных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи. За период с 2011 по 2015 гг. было проведено 524 мероприятия в результате

чего объем дополнительной добычи составил 135,5 тыс. т нефти. В общей структуре объема добычи за исследуемый период эта величина составляет 3%, а успех мероприятий оценивается в 98%.

Все мероприятия проводились на объекте БС₁₁, средний прирост дебита составляет 2,4 т/сут.

За период с 2011 по 2014 г. происходило увеличение числа операций с 17 до 156, однако в 2015 г. количество мероприятий снизилось в 1,8 раза и составило 86 ед. В 2011 г. было проведено 17 операций с удельной эффективностью 623,6 тонны на 1 обработку. Суммарный объем дополнительной добычи составил 10,601 тыс. т по итогам года. В 2012 г. проведено 122 операции с удельной эффективностью 495,2 тонны на одну операцию, в результате чего дополнительная добыча составила 60,409 тыс. т нефти. В 2013 г. количество операций составило 143 ед., при этом по итогам года отмечается наименьший эффект – 101,4 тонны на одну операцию с суммарным объемом добычи 14,5 тыс. т. В 2014 г. проведено максимальное количество операций циклического заводнения – 156 ед., удельная эффективность оказалась выше, чем в предыдущем году, в результате чего объем накопленной дополнительной добычи за 2014 год составил 30,77 тыс. т. 2015 г. отмечается меньшим числом операций – 86 ед. с удельной эффективностью 223 тонны на одну операцию, а дополнительная добыча составила 19,22 тыс. т. Итого за 5 лет средняя удельная эффективность от применения циклического заводнения составила 258,6 т на одну обработку, суммарный объем дополнительно добытой нефти составил 135,5 тыс. т.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ -Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Лесняк М.С. К вопросу применения нестационарного заводнения на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 71-72.
5. Лесняк М.С. К вопросу проведения комплекса ГТМ на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 56-57.
6. Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения, ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
7. Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.

TO THE USE OF NON-STATIONARY FLOODING FOR MURAVLENKOVSKAYA FIELD

M.S. Lesniak

Tyumen YU, Tyumen, Russia

The paper presents the results of the application of non-stationary flooding at Muravlenko place-birth over the period

from 2011 to 2015. It is noted that the greatest effect was achieved in the first year of these works – 626.3 tons per well operation.

Keywords: Muravlenkovskoye field, flooding, oil

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.А. Абдулов

Тюменский ИУ, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: abdulovma1@tyuiu.ru

В статье представлено описание одного из методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи – потокоотклоняющих технологий, которое применяется при разработке Приобского месторождения. Представлены этапы внедрения потокоотклоняющих технологий, а так же составы, которые применяются на данном месторождении.

Ключевые слова: водоизоляция, потокоотклоняющие технологии

На Приобском нефтяном месторождении, которое расположено на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, применение потокоотклоняющих технологий практикуется с 2006 года. При этом можно выделить два этапа.

1 этап: в период с 2006 по 2011 год проводились опытно-промышленные испытания технологий, при этом с период с 2006 по 2009 год длились испытания таких технологий, как: СПС – сшитые полимерные составы на основе полимеров акриламида (ПАА); МСПС – модернизированный сшитый полимерный состав; БП-92 – композиция на основе биополимера «продукт БП-92», представляющего собой полисахариды ЗАО «Нефтегазтехнология»; РВ-3П-1 – термогелеобразующая система на основе алюмохлорида и карбамида.

Далее в 2011 г. были проведены расширенные испытания с апробацией технологии МПДС – модифицированный полимер-дисперсный состав, включающий в качестве предаторочки для изоляции суперколлектора полимер-дисперсную композицию 1,5% водонабухающего полиакриламида АК-639 (марка В-415) в 0,2%-м растворе линейного полимера марки FP-307. Так же проведены опытно-промышленные испытания технологии водоизоляции водопромытых зон в неоднородной по проницаемости матрице с предварительным экранированием высокопроводящих каналов. Путем селективной закачки потокоотклоняющих составов в пласт АС₁₁ через компоновки ОРЗ было проведено испытание по использованию комплексной технологии, включающей предаторочку более «жестких» систем для изоляции суперколлектора [2, 3].

2 этап начался в 2012 г. и длится по настоящее время. В 2012-2013 гг. были продолжены опытно-

промышленных испытаний новых технологий и расширенное внедрение ранее испытанных. За этот период было обработано 28 скважин на 12 участках с применением технологий МСПС, МПДС. По результатам проведения данных работ дополнительная добыча составила 62,4 тыс. т нефти, (успешность работ – 75%) за счет повышения жесткости композиции. В связи с этим, в 2013 г. были проведены испытания более жестких композиций на 35 скважинах среди 9 участков: ОГОС (осадкогелеобразующий состав), ДООС (дисперсно-осадкообразующий состав), композиции на основе жидкого стекла. Однако эффективность данного этапа обработки оказалась значительно ниже, чем в 2012 г. Дополнительная добыча составила 21,9 тыс. т нефти при успешности работ в 67%, средний объем закачки рабочего раствора в 2013 г. составил 860 м³ на скважину, против 1540 м³ на скважину в 2012 г. Объясняется это следующим: не смотря на повышение жесткости применяемых составов, устойчивость образующихся тампонирующих барьеров ниже, чем в случае МПДС, где дисперсные частицы стабилизированы в растворе сшитого полимера.

По результатам испытаний в 2014 г. проведена обработка 43 скважин с применением технологий МСПС, МПДС, ОГОС, ДООС, РВ-3П-1, ГОС, при этом объем дополнительной добычи составил 95,3 тыс. т нефти, удельная эффективность составила 2,2 тыс. т нефти на скважинообработку. В 2015 году с применением технологий ГОС, ОГОС, ДООС, МПДС, МСПС, обработано 53 скважины, дополнительно добыто 76,7 тыс. т нефти, по 10 участкам из 23 эффект продолжается.

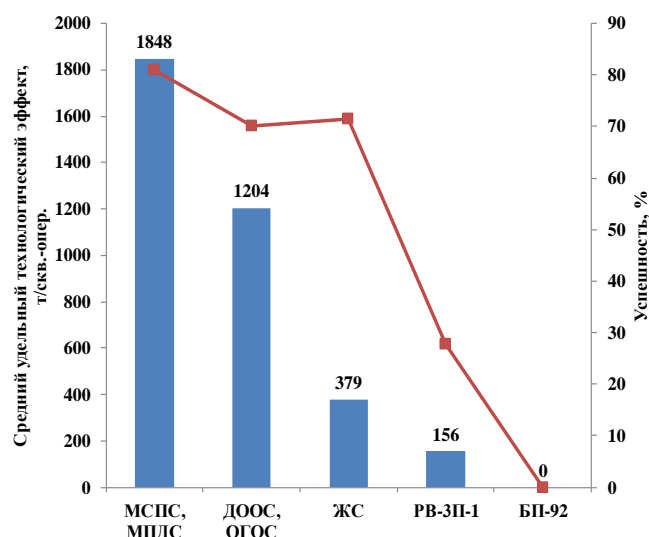


Рис. 1. Эффективность технологий, применявшихся на Приобском месторождении.

Согласно рисунку 1 наиболее успешными являются технологии МСПС и МПДС, с применением которых успешность оценивается более чем 80%, средний удельный технологический эффект соста-

вил 1848 т/скв.-опер. С применением технологий ДООС и ОГОС успешность составила порядка 55%, а средний удельный технологический эффект составил 1204 т/скв.-опер. С применением технологии ЖС успешность составила чуть меньше 20%, а средний удельный технологический эффект – 379 т/скв.-опер [1, 4-7]. Наименьший результат был получен с применением технологий РВ ЗП-1 – успешность применения данной технологии составила менее 10%, средний удельный технологический эффект составил 156 т/скв.-опер. По результатам применения технологии БП-92 дополнительной добычи не было получено вообще.

Выводы:

1. Наибольшая эффективность по результатам испытаний отмечается с использованием технологий МСПС и МПДС, с удельной эффективностью в 1848 т/скв.-опер.

2. В условиях значительных нефтенасыщенных толщин и наличия трещин ГРП необходимо применение большеобъемных составов, так как малообъемные технологии показали низкую удельную эффективность.

3. Необходимо использовать модифицированные СПС с применением термостабильных полимеров, добавкой дисперсных наполнителей.

4. В многопластовых скважинах перспективна селективная закачка в наиболее принимающие пласты (в скважины с ОРЗ).

5. В целом по результатам проведения опытно-промышленных испытаний потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении отмечается положительный результат.

Литература:

1. Абдулов М.А. Критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 33-34.
2. Абдулов М.А. Применение потокоотклоняющих технологий // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 34-36.
3. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
4. «Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение», 2013.
5. Баишев Б.Т., Батулин Ю.Е. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. М., 1987.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
7. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.

APPLICATION OF FLOW DIVERTING TECHNOLOGIES

M.A. Abdulov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

The article presents a description of one of the methods of increasing oil recovery and intensification of production – flow-deflecting technologies, which is used in the develop-

ment of the Priobskoye field. The stages of introduction of flow-deflecting technologies, as well as compositions that are used in this field are presented.

Keywords: waterproofing, flow-diverting technologies

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ – КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

М.А. Абдулов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: abdulovma1@tyuiu.ru

Представлено описание технологии кислотного воздействия на пласт, последовательность проведения кислотной обработки призабойной зоны пласта, сущность и особенности данной технологии. Так же описаны лабораторные исследования, необходимые для оценки возможности проведения кислотной обработки на исследуемом объекте.

Ключевые слова: кислотная обработка, призабойная зона пласта, карбонаты, силикаты, нефть

Обработка призабойной зоны – важный элемент процесса разработки нефтяных месторождений, который проводят на всех этапах разработки. Данная процедура позволяет увеличить продуктивность добывающих скважин, а в отношении нагнетательных – увеличить их приемистость.

Изучив физико-химические свойства коллектора, свойства нефтей, проведя ряд исследований в области геофизик и гидродинамики, приступают к выбору способа проведения обработки зоны.

Особенно важным условием для проведения обработки ПЗП является исправность скважинной колонны и комплекса наземного оборудования.

Существует большой спектр способов воздействия на пласт, один которых называется кислотной обработкой, основанный на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону. Целью кислотной обработки – улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе путем растворения «загрязнений».

По своей сути, кислотная обработка – это закачка кислоты в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта. От правильности выбора типа кислоты зависит эффективность данного метода. Кислотные обработки основаны на способности различных кислот и их смесей растворять минералы продуктивных пластов, а также различные взвеси, шлам, утяжелитель, отлагающиеся и загрязняющие ПЗП, а также снижающие ее проницаемость. Кислотные обработки матрицы уменьшают скин-

эффект и повышают производительность скважины [2-4].

На подготовительном этапе кислотной обработки в соответствующие лаборатории необходимо представить сведения о состоянии призабойной зоны скважин, литолого-петрографическом составе продуктивного коллектора, образцы породы и т.д. Обычно в лабораториях проводят исследования на образцах породы в виде керна или выбуренных обломков, чтобы можно было заранее спроектировать наиболее эффективный способ обработки. Так в лаборатории физики пласта определяют проницаемость, пористость, нефте- и водонасыщенность кернов пород, пользуясь стандартными методами анализа. В лаборатории же промывочных жидкостей дополнительно производится определение растворимости, чтобы установить, в какой степени порода будет подвергаться действию кислотной обработки. Если известно, что используемые (исследуемые) образцы содержат силикаты, то необходимо провести определение растворимости, подвергая породу одновременному воздействию смеси соляной и плавиковой кислот. Дополнительно к этим исследованиям образцы породы иногда подвергаются определению на способность пластовой нефти образовывать в них эмульсию. Если пластовая нефть обнаруживает склонность к образованию эмульсий или со свежим или с отработанным кислотным раствором, то рекомендуется применять специальные деэмульгирующие добавки [1, 5-7].

Одним из главных лабораторных исследований является определение степени набухания силикатных компонентов пород-коллекторов. Иногда частицы глины и бентонита, вступая в контакт с кислотой, увеличиваются в несколько раз по сравнению с исходным объемом. Эти набухшие частицы могут закупорить поровые каналы в породе и полностью свести на нет результаты кислотной обработки. Если исследование показывает, что образец породы обладает способностью к такому набуханию, то следует применять специальные добавки, препятствующие набуханию силикатных частиц и вызываемому этим набуханием ухудшению проницаемости породы. На основе всех вышеуказанных данных и исследований за 2-3 дня до проведения кислотной обработки лаборатория обязана выдать рецепт кислотного раствора с указанием также мероприятий по защите подземного оборудования от кислотной коррозии при обработках ПЗП. Причём, выделяют кислотную обработку карбонатов и силикатов.

Карбонатные породы, включающие главным образом известняки и доломиты, быстро растворяются в соляной кислоте и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде. Скорость растворения ограничивается скоростью доставки кислоты к поверхности породы, в результате чего происходит образование каналов неправильной формы, называемых «червоточинами».

Созданные обходные каналы вокруг загрязненного участка, не прочищаются кислотой, но кислотная обработка повышает продуктивность. Целью глинокислотной обработки является разблокировка существующих каналов путем растворения загрязнения скважины и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство, чем создание новых каналов. Плавиковая кислота быстрее реагирует с минералами из серии песчаников, чем с кварцем. Кислотные реакции, вызываемые сопутствующими минералами – глинами, полевыми шпатами и слюдами, могут создавать отложения, приводящие к закупориванию.

Литература:

1. Абдулов М.А. Критерии выбора объекта для применения исследуемой технологии // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 33-34.
2. Абдулов М.А. Применение потокоотклоняющих технологий // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 34-36.
3. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
4. Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение), 2013.
5. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. М., 1987.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
7. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.

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

M.A. Abdulov

Tyumen IU, Tyumen, Russia

A description of the technology of acid effects on the formation, the sequence of acid treatment of the bottomhole formation zone, the nature and features of this technology are presented. Also described laboratory tests necessary to assess the possibility of carrying out acid treatment on the test object.

Keywords: acid treatment, bottomhole formation zone, carbonates, silicates, oil

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

A.X. Battalov

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: battalovakh1@tyuiu.ru

Целью работы является классификация методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи, применяемых при разработке нефтяных месторождений. Представлены классические и современные методы, их суть, цель и основные задачи, которые решает приме-

нение каждой из указанных технологий и методов воздействия. Расписана разница между вторичными и третичными методами воздействия на пласт.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, интенсификация добычи, нефтяное месторождение, нефтяной пласт

Разработкой нефтяных месторождений называется научно обоснованный процесс извлечения из недр, содержащихся в них углеводородов. Этот процесс основывается на создании и управлении фильтрационными потоками флюидов (нефти, воды и газа) в пласте к забоям добывающих скважин для более полной выработки запасов нефти и газа. Разработка нефтяных и газовых месторождений опирается на достижения таких наук как подземная гидромеханика, физика нефтяного и газового пласта, геофизика, математика. По мере выработки запасов нефти и газа для увеличения темпов добычи применяются методы увеличения нефтеотдачи, основанные на физических взаимодействиях: между пластовыми флюидами и породой коллекторов; между закачиваемыми реагентами и углеводородами.

Помимо закачки обычной пресной воды на пласт воздействуют водными растворами химических реагентов. При разработке залежей, содержащих высоковязкие нефти, широкое распространение получили тепловые методы. При разработке месторождений, на второй и последующих стадиях разработки, в пласте возникают потоки совместной фильтрации: нефть+газ, нефть+вода, нефть + газ + вода. В пласте происходит многофазная многокомпонентная фильтрация, что в свою очередь, затрудняет увеличение добычи углеводородов и требует применения МУН, учитывающих условия совместной фильтрации. Большинство старых уникальных нефтяных месторождений, обеспечивающих ранее основную долю добываемой нефти, истощено. Эксплуатационные объекты новых месторождений или новые пласты старых, истощенных месторождений обладают низкими фильтрационно – емкостными свойствами, неоднородностью, сложностью геологического строения. Для извлечения нефти, выбора соответствующих технологий необходимо учитывать физические и химические процессы, оказывающие существенное влияние на выработку трудноизвлекаемых запасов [5].

Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или попроще в короткий промежуток времени, в то время как третичные методы обычно начинают

использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта. Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

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

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

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

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

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

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

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

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер заканчивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от: типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т.д.); запасов нефти и газа в пласте; свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа; местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф); политической и экономической ситуации.

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

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

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

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды [1-4]. Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов, определяется, прежде всего, геолого-физическими условиями их применения [6-9].

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
2. Батталов А.Х. Анализ эффективности перфорационных работ // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 48-49.
3. Батталов А.Х. Способы повышения выработки запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 38-39.
4. ГОСТ Р53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 06.07.2015.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
7. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра)
8. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции

Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

9. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.

WAYS TO INCREASE INVENTORY DEVELOPMENT

A.Kh. Battalov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The aim of the work is to classify the methods of enhanced oil recovery and production enhancement used in the development of oil fields. Classical and modern methods are presented, their essence, purpose and main tasks that are solved by the application of each of these technologies and methods of influence. Painted the difference between secondary and tertiary methods of exposure to the reservoir.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, production intensification, oil field, oil reservoir

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

Р.Д. Блеч

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: bletchrd1@tyuiu.ru

Когда месторождение газа находится на последней стадии разработки, она сопровождается работами по ограничению водопритока к скважине. Опыт проведения водоизоляционных работ отмечается как при разработке месторождений в России, так и в других странах мира.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, газовые месторождения, Западная Сибирь, скважина

Исследования ученых [6] показали, что обводнение скважин, обусловленное не выработанностью запасов нефти и газа, а иными причинами, уменьшает конечную компонентоотдачу, вызывает рост эксплуатационных расходов в связи с увеличением затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. На газовых и газоконденсатных месторождениях обводнившиеся скважины нередко переходят в гидратный режим работы и останавливаются. Для скважин газовых и нефтяных месторождений севера Тюменской области проблема повышения эффективности тампонажных составов и технологий водоизоляции стоит весьма остро. Актуальность проблемы растет по мере старения фонда скважин. Увеличение фонда действующих скважин, длительное время находящихся в эксплуатации, приводит к обострению проблемы их ремонта [6].

Для условий месторождений России разработан ряд тампонажных материалов и водоизолирующих реагентов, представленный в работах [1, 6, 11]. Тампонажные материалы и технологии ВИР и РИР

в скважинах, широко применяемые в условиях месторождений углеводородов России, различаются спецификой механизма образования изоляционного материала, приготовления и закачивания в скважину. Недостаточно высокая технологическая и, как следствие, экономическая эффективность ВИР (РИР) обусловлена недостатками в методических подходах выбора технологий ВИР (РИР) и эффективных тампонажных составов для конкретных условий [6].

Наиболее типичными дефектами в цементном камне [1] являются: вертикальные трещины, высокая проницаемость камня, отсутствие сплошного контакта цемента с колонной и со стенками скважины. Некоторые исследователи [10] считают, что причинами перетоков и высокого обводнения продукции скважин являются создание большой депрессии на пласт, превышение предельной величины безводного дебита и подтягивание конуса воды в изотропном продуктивном пласте. Анализ применения различных гелеобразующих составов и композиций [8] осветил перспективы разработки новых технологий ВИР и РИР на их основе. Одно из направлений поиска – это алюмосиликаты [6].

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

– вывод скважины из бездействия, возможность эксплуатации скважины в ГСС;

– отсутствие поступления пластовой жидкости в ПЗП скважины по результатам ГИС-контроль после капитального ремонта (определение профиля притока);

– отсутствие пластовой жидкости в продукции скважин по результатам ГДИ, проведенных после капитального ремонта.

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

– вывод скважины из бездействия (для скважин, находящихся в бездействующем фонде), возможность эксплуатации скважины в ГСС;

– вынос механических примесей не более $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ или полное его отсутствие в продукции скважин по результатам ГДИ на различных режимах, проведенных после капитального ремонта и при последующей эксплуатации;

– отсутствие динамики текущего забоя скважины по результатам шаблонирования при эксплуатации за рассматриваемый период;

– отсутствие глубокой кольматации ПЗП, возможность вывода на технологический режим [2-5, 7, 9, 12].

Литература:

1. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 219 с.
2. Блеч Р.Д. Анализ существующих отечественных и иностранных технологий водоизоляционных работ применяемых на газовых месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 39-40.

3. Блеч Р.Д. Расчет эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 43-44.
4. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр" 2002.
5. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра. 1997.
6. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Акчурин Х.И., Котенев Ю.А. Развитие технологий ограничения водопитока в добывающие скважины // Электронный научный журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика». 2012. Вып. 1 (5). С. 36. http://oilgasjournal.ru/vol_5/dubinsky.html.
7. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 355 с.
8. Каримов Н.Х., Дубинский Г.С., Кононова Т.Г. Фильтрационные исследования технологии ограничения водопитока в скважину // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Уфа. 2003. № 4. С. 124–127.
9. Коррективы проекта разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского месторождения в связи с уточнением и аудитом запасов газа, конденсата и нефти: Отчет о НИР (закл) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А.Н. Лапердин. Тюмень, 2011.
10. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконе С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР // Нефтяное хозяйство. 1999. № 2. С. 16–20.
11. Стрижнев В.А., Корнилов А.В., Никишов В.И., Уметбаев В.Г. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах // Нефтепромысловое дело. 2008. № 4. С. 28–34.
12. Требин Ф. А., Макагон Ю. Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. 368 с.

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

R.D. Blech

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

When the gas field is at the last stage of development, it is accompanied by work to limit the water flow to the well. The experience of carrying out waterproofing works is noted both in the development of deposits in Russia and in other countries of the world.

Keywords: waterproofing works, gas fields, Western Siberia, producing well

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

С.П. Борисенко

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: borisenkocp1@tyuiu.ru

В статье представлена характеристика методов увеличения нефтеотдачи, применяемых при разработке нефтяных месторождений. Отмечается, что увеличение нефтеотдачи возможно за счет грамотного размещения скважин, за счет применения особых технологий воздействия на пласт, в том числе закачке флюидов.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяные месторождения, низкопроницаемые коллекторы

При разработке каждого месторождения нефти основной задачей является увеличение добычи нефти. Эта задача стоит при разработке как новых, так и при разработке старых истощенных месторождений. Под истощением обычно понимается уменьшение первоначальных запасов пластовой энергии, сопровождаемой снижением пластового давления. Внедрение заводнения на вновь вводимых в разработку объектах определяется как первичный метод повышения нефтеотдачи. Мероприятия, производимые для извлечения остаточных запасов нефти из истощенных (старых) залежей посредством заводнения, называются вторичными методами добычи нефти. При разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость, неоднородность пластов, переслоенных непроницаемыми прослоями и др.) заводнение на определенном этапе становится малоэффективным. Поэтому мероприятия (технологии) по извлечению остаточных запасов нефти из заводненных зон называют третичными методами добычи нефти. Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем рационального размещения скважин на залежи с учетом геологического строения пластов [6].

Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа.

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологий, позволяющих увеличить отбор углеводородов [6].

Методы повышения нефтеотдачи пластов основаны: на применении законов фильтрации пластовых флюидов; на физических, химических явлениях, происходящих в пласте; на взаимодействии частиц твердой породы и флюидов; на взаимовлиянии закачиваемых реагентов и нефти [6].

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

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

Анализ воздействия на пласт показывает, что наиболее значимыми критериями выбора метода увеличения нефтеотдачи пластов являются геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщина нефтенасыщенного пласта, насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и технологические критерии (размещение скважин, давление нагнетания, свойства применяемых для воздействия агентов) [1-3].

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

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

Результаты исследования позволяют значительно повысить степень достоверности и надёжности геолого-технологического анализа, обоснования и прогнозирования эффективности геолого - технических мероприятий на скважинах, а также использовать выделенные области благоприятных условий применения физико-химических технологий интен-

сификации добычи нефти для существенного увеличения технико-экономической эффективности технологий доразработки месторождений Урайнефтегаз. Внедрение рекомендаций по повышению эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи позволило получить дополнительно 24,7 тыс. тонн нефти. Экономический эффект составил 1,24 млн руб.

Реализация результатов работы.

На основе результатов исследований внедрен комплекс мероприятий по повышению эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов, внедренных в ТПП Урайнефтегаз ООО ЛУКойл-Западная Сибирь.

Экономический эффект от внедрения комплекса мероприятий составил 3,59 млн руб. в ценах на 01.12.2000 г., дополнительно получено 69,56 тыс. тонн нефти.

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

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

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

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

Для компенсации затрат на проведение ГРП определен минимальный объем нефти с учетом обводненности добываемой продукции, стоимости ГРП и условий реализации продукции. Установлено, что значительное влияние на дополнительный объем добычи нефти оказывают условия реализа-

ции продукции и затраты на проведение ГРП, гораздо меньше влияет уровень обводненности продукции скважин [4, 5].

Литература:

1. Баулин В.В., Чековский А.П., Груздов А.В. Карта мощности вечномёрзлых толщ Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1 : 2500000. М., 1971.
2. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов. М.: Недра, 1970. 216 с.
3. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1973. – 328 с.
4. Борисенко С.П. Описание технологий ПНП, применяемых на Кочевском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 52–53.
5. Борисенко С.П. Применение методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 49–50.
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.

APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS IN OIL FIELDS

S.P. Borisenko

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The article presents the characteristics of enhanced oil recovery methods used in the development of oil fields. It is noted that an increase in oil recovery is possible due to the competent placement of wells, through the use of special technologies affecting the reservoir, including the injection of fluids.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil fields, low-permeability reservoirs

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Д. Бузаджи

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: buzadzidd1@tyuiu.ru

Гидравлический разрыв пласта часто используется при заводнении для увеличения нефтеотдачи и притока нефти к забоям добывающих скважин. При этом, если исходить из классификации, он не относится ни к методам увеличения нефтеотдачи, ни к методам интенсификации притока и выделяется в отдельную самостоятельную группу.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нефтяные месторождения, Западная Сибирь

Одним из часто используемых методов повышения нефтеотдачи является ГРП. Спорным вопросом является к чему отнести ГРП: к методам увеличения нефтеотдачи или к методам интенсификации притока. По этому вопросу существуют различные точки зрения. С одной стороны ГРП увеличивает площадь фильтрации и, следовательно, увеличивает дебит скважины, то есть относится к МИП. С дру-

гой стороны длина трещины достигает десятки метров, позволяет эксплуатировать удаленные от ПЗП нефтенасыщенные области, в разработку вовлекаются те части пласта, которые до образования трещины активно в разработку не вовлекались, то есть, увеличивается коэффициент охвата пласта по площади. В связи с этим будем считать ГРП просто методом повышения нефтеотдачи, не относя ни к методам интенсификации притока (МИП), ни к методам увеличения нефтеотдачи (МУН).

Выбор режима эксплуатации скважины определяется по результатам гидродинамических исследований скважин после ГРП. Производительность типоразмера УЭЦН должна соответствовать коэффициенту продуктивности скважины, определенному после ГРП. Трещина, созданная в пласте, заполняется пропантом, который не позволяет ей сомкнуться. Таким образом, в пласте создается двух емкостная система пласта – трещина.

Трещина, заполненная пропантом, представляет из себя фиктивный пласт, поскольку диаметры частиц пропанта одинаковы. Емкость трещины зависит от степени упаковки пропанта и объема жидкости с пропантом (жидкости песконосителя), концентрации пропанта в трещине. Проницаемость трещины во много раз превышает проницаемость пласта [8].

При эксплуатации скважины после ГРП в фильтрации участвует система «пласт – трещина – скважина». Через боковые поверхности трещины жидкость перетекает из пласта в трещину. Затем по трещине перемещается к забою скважины. Давление в трещине распределяется неравномерно, наименьшее давление на забое скважине. Обычно трещина моделируется. Таким образом, приток жидкости в трещину существенно зависит от фильтрационных параметров пласта, вязкости жидкости, общей площади трещины и градиента давления. Длина полутрещины учитывается координатой x , изменяющейся в интервале $0 \leq x \leq L$. Выбор оптимального режима работы скважины определяется вышеперечисленными параметрами, подбор режима работы УЭЦН должен соответствовать притоку жидкости в скважину. Кроме коэффициента продуктивности накладывается ограничение на дебит скважины, из этих двух параметров определяется оптимальная депрессия на пласт и давление на приеме насоса. Отметим, что в общем случае, не вся боковая поверхность трещины является поверхностью фильтрации. Наличие глинистых прослоев, не выделенных геофизическими исследованиями, может существенно уменьшить площадь фильтрации, а, следовательно, и дебит скважины [8].

Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и

обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5–13 %. Для обращенной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине створ элемента, составляет менее 5%. Для трехрядной системы обработка всех добывающих 172 скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат [1-7].

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

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

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

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

Литература:

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

2. Бузаджи Д.Д. Основные аспекты применения технологий гидравлического разрыва пласта на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 45-46.
3. Бузаджи Д.Д. Основные аспекты применения технологий обработки призабойной зоны пласта на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 51.
4. «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб - Тюмень, 2013.
5. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб-Тюмень, 2012.
6. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.
7. Иванихин В.В. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
8. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.

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

D.D. Buzadzhi

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Hydraulic fracturing is often used in the course of flooding to increase oil recovery and oil flow to the downhole wells. At the same time, if we proceed from the classification, it does not belong to methods of enhanced oil recovery, or to methods of intensification of inflow and is allocated to a separate independent group.

Keywords: hydraulic fracturing, oil fields, Western Siberia

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРФОРАЦИОННЫХ РАБОТ

А.Х. Батталов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

Проведение перфорационных работ – один из методов повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи, который позволяет увеличить до нескольких раз эффективность добывающих скважин. В работе дается характеристика перфорационных работ, основные их виды. Так же представлен опыт проведения перфорационных работ добывающих скважин на примере Тевлинско-Русскинского месторождения.

Ключевые слова: перфорационные работы, кумулятивные перфораторы, добывающая скважина, Тевлинско-Русскинское месторождение

Методы интенсификации притока представляют собой технологии, увеличивающие приток флюида к забою добывающей скважины. При вскрытии пласта призабойная зона пласта (ПЗП), как правило, теряет свои первоначальные ФЭС. Нарушается структура порового пространства, происходит коагуляция поровых каналов, наблюдается вынос механических примесей. При длительной эксплуатации скважины за счет смешивания неодинаковых по составу пластовых и закачиваемых вод происходит солеотложение непосредственно в ПЗП, за счет падения забойного давления происходит изменение

напряженнодеформируемого состояния ПЗП, что также приводит к ухудшению ФЭС. По гидродинамическим исследованиям скважин определяют коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности, насыщенности. По знаку скин-эффекта определяют состояние ПЗП и эффективность применяемой технологии для данного участка пласта. К методам интенсификации притока относятся: повторная перфорация, дострелы ранее не вскрытых нефтенасыщенных прослоев (пропластков), солянокислотная обработка (СКО) ПЗП, глинокислотная обработка (ГКО) ПЗП, термокислотная обработка, термогазохимическое воздействие (ТГХВ), гидропескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны составами ПАВ, электрогидравлическое и акустическое воздействия на ПЗП, пароциклическая обработка ПЗП [5].

Прострелочно-взрывные работы являются достаточно эффективным методом повышения продуктивности добывающих скважин.

В период с 01.01.2009 по 01.01.2014 г. на Тевлинско-Русскинском месторождении выполнено 161 мероприятие, в том числе мероприятия: по приобщению – 7 скважино-операций, перестрел ранее перфорированных интервалов – 119 скважино-операций, на 32 скважинах – дострел ранее не вскрывавшихся нефтенасыщенных интервалов, глубокопроникающая перфорация специально выбираемых интервалов разреза скважин [1-4].

На месторождении чаще всего применяются кумулятивные перфораторы ПК-105С, и ПК-89. В связи с необходимостью улучшения качества вторичного вскрытия, повышенный интерес вызывает опыт применения компанией «ПетроАльянс Сервис Компани Лимитед» на месторождениях региона перфораторов типа «Predator», позволяющих создавать каналы глубиной 65, 95 и 130 см. Данные перфораторы обладают низкой фугасностью и, несмотря на значительную глубину создаваемых после перфорации каналов, не разрушают эксплуатационную колонну и цементный камень, поэтому чаще всего применяются после РИР и при освоении новых скважин. Для интенсификации работы скважин успешное применение получили перфораторы этого типа, спускаемые на трубах. Данная технология позволяет проводить перфорацию глубокопроникающими зарядами при создании значительной депрессии на пласт и апробирована на месторождении.

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

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

Суммарная дополнительная добыча нефти от этого вида мероприятия за 5 лет оценена в объеме 124,4 тыс. т, что в расчете на одну скважино-операцию составляет 0,9 тыс. т. Большой объем дополнительной добычи нефти, за рассматриваемый период, 122,8 тыс. т (86,2%) приурочен к объекту БС₁₀²⁻³ – 132 скважино-операции. Самые высокие приросты дебита нефти получены по скважинам: 7055 – 32,3 т/сут; 9954 – 14,6 т/сут; 9886У – 15,6 т/сут; 5571Л – 16,6 т/сут; 8315 – 10 т/сут; 5643 – 10,3 т/сут. Наиболее эффективные мероприятия так же реализованы на объекте БС₁₀²⁻³, средняя эффективность на скважину составила 2,76 т/сут [6-9].

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
2. Батталов А.Х. Анализ эффективности перфорационных работ // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 48-49.
3. Батталов А.Х. Способы повышения выработки запасов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 38-39.
4. ГОСТ Р53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
7. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
8. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
9. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001 г.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF PUNCHING

A.Kh. Battalov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Perforation operations are one of the methods to enhance oil recovery and intensify production, which allows increasing the efficiency of production wells up to several times. The paper describes the characteristics of perforation works, their main types. The experience of conducting perforation works of producing wells is also presented on the example of Tavlinsko-Russkinskoye field.

Keywords: perforating works, cumulative perforators, production well, Tavlinsko-Russkinskoye field

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

Р.Д. Блеч

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

При разработке газовых месторождений возникают осложнения, связанные с притоком воды к скважинам. Проведения ряда водоизоляционных работ позволяет

повысить эффективность добывающих скважин, особенно на последней стадии разработки месторождений газа.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, газовые месторождения, Западная Сибирь

Анализ современных методов и технологий ограничения притока вод в скважины с точки зрения оценки возможности их использования для решения задачи увеличения охвата залежей заводнением показал, что применение их при эксплуатации обводненных продуктивных пластов способствует увеличению отбора. В научно-технической литературе не освещено с достаточной полнотой теоретическое и экспериментальное обоснование применения технологий по ограничению движения вод в пластах при разработке нефтяных и газовых месторождений. Одной из причин указанного является недостаточная изученность механизма образования водоизолирующей массы химреагентами и воздействия их на пласт.

Сущность любой ремонтно-изоляционной работы в добывающей скважине с применением водоизолирующего материала сводится к перекрытию путей притока воды в нее избирательным воздействием на источник обводнения: на смежные пласты и пропластки обводнители, обводненные зоны в продуктивном объекте, а также на пути водоприток в виде трещин в коллекторе и других каналов в заколонном пространстве. Для этой цели разработаны различные методы с применением водоизолирующих материалов и технических средств [4].

Для повышения экономической эффективности работ по изоляции притока пластовой воды разработан методический подход, предусматривающий проведение экономической оценки по следующим этапам [1-3]: 1. Оценка экономической целесообразности осуществления изоляционных работ на данной скважине. 2. Установление очередности скважин к изоляционным работам. 3. Определение фактической экономической эффективности после осуществления капитального ремонта скважины по изоляции притока пластовых вод.

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

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

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

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

Расчеты могут проводиться как по отдельным скважинам, так и в целом по месторождению, ПХГ.

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

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

Условием экономической целесообразности проведения работ по изоляции пластовых вод на конкретной скважине является окупаемость ожидаемых затрат на его осуществление экономией издержек за время работы скважины на улучшенном режиме.

Работы, выполняемые в скважинах бригадами по капитальному и подземному ремонту, разнообразны по технологии их выполнения и различаются между собой по трудоемкости. Поэтому оценку деятельности водоизоляционных работ следует проводить при обязательном учете динамики всей номенклатуры выполненных работ [5-8].

Величина технологического эффекта оценивается сопоставлением производительностей и гидродинамических характеристик без и с проведением мероприятия.

Общим критерием эффективности проведения изоляционных работ на скважинах выступает проведение необходимого количества ремонтов при обеспечении поставленной цели с минимумом трудовых, материальных затрат и денежных средств.

Эффектом проведенного мероприятия следует считать снижение поступления пластовой воды в скважину при и отборе газа из месторождения и закачке – отборе из ПХГ, т.е. период безводной эксплуатации скважины (или период пониженного водопритока в скважину по сравнению с эксплуатацией скважины без внедрения мероприятия).

Определение экономической эффективности изоляционных работ предусматривает сравнение показателей, характеризующих работу скважины с

проведением мероприятия и без него в одних и тех же геологических условиях, с одинаковой конструкцией скважин, имеющих одинаковую глубину.

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

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

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

Литература:

1. Блеч Р.Д. Анализ существующих отечественных и иностранных технологий водоизоляционных работ применяемых на газовых месторождениях Западной Сибири // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 39-40.
2. Блеч Р.Д. Расчет эффективности от внедрения технологии изоляции притока пластовой воды в газовых скважинах // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 43-44.
3. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр" 2002.
4. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. 285 с.: ил.
5. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра. 1997.
6. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989. 355 с.
7. Коррективы проекта разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского месторождения в связи с уточнением и аудитом запасов газа, конденсата и нефти: Отчет о НИР (закл) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Лапердин А.Н. Тюмень, 2011.
8. Требин Ф.А., Макагон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. 368 с.

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

R.D. Blech

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

In the development of gas fields there are complications associated with the flow of water to the wells. Conducting a number of waterproofing works allows to increase the efficiency of production wells, especially at the last stage of the development of gas fields.

Keywords: waterproofing works, gas fields, Western Siberia

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА КОЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.П. Борисенко

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

Е-mail автора: borisenkocp1@tyuiu.ru

При разработке нефтяных месторождений часто возникает проблема, связанная с повышением нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи. При разработке месторождений высоковязких нефтей особое внимание необходимо уделять составам агентов, закачиваемым в пласт, так как вытеснение данного типа нефтей в результате заводнения не представляется возможным.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, вязкая нефть, Кочевское нефтяное месторождение, полиакриламид

При вытеснении нефти водой нефтеотдача снижается с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Для уменьшения этого отношения применяются водные растворы полимеров, например, полиакриламид (ПАА), обладающей способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого увеличивает коэффициент вытеснения. Молекула полимера представляет собой цепочку, состоящую из атомов углерода, водорода и азота. Длина цепочки соизмерима с размерами пор. Молекулы полимера в водном растворе, продвигаясь по поровым каналам, «цепляются» за зерна породы, создавая дополнительное сопротивление и сорбируясь на зернах породы [4].

Так же как и ПАВ при фильтрации водного раствора ПАА наблюдается адсорбция. При небольших концентрациях ПАА в воде количество сорбируемого вещества соответствует изотерме Генри. ПАА выпускают в виде геля, твердых гранул или порошка. Концентрация ПАА в воде: по гелю 1–5%, по твердому полимеру 0,08–0,4%. Вследствие высокой сорбции ПАА концентрацию ПАА доводят до значения, при котором динамическая вязкость водного раствора увеличивается в 5–6 раз [4].

Считается, что водный раствор ПАА целесообразно использовать при вязкости нефти (10–30) мПа. В результате сорбции ПАА пористой средой в при вытеснении нефти образуется фронт сорбции, также как и при вытеснении нефти, водными растворами ПАВ. Водный раствор ПАА применяют и для регулирования процесса разработки пластов с неоднородной по толщине проницаемостью. Так как жидкость дилатантная, то высокопроницаемые пропластки с закачиваемым раствором обводняются медленнее. С увеличением давления нагнетания вода вытесняет нефть из низкопроницаемых пропластков. Тем самым увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением [4].

Экспериментально установлено, что с ростом концентрации полимеров фазовая проницаемость смачиваемой фазы уменьшается, а проницаемость углеводородных жидкости и при одной и той же насыщенности возрастает [4].

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

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

ГОС обладает избирательным (селективным) проникновением в водонасыщенную часть продуктивного пласта. Это обусловлено, во-первых, более глубоким проникновением состава в зоны повышенной проницаемости из-за повышения сопротивления течения раствора ПАА при уменьшении проницаемости среды; во-вторых, тем, что макромолекулы ПАА адсорбируются на гидрофильных поверхностях хорошо промытых обводнившихся пропластков, в то время, как гидрофобная поверхность пор нефтенасыщенной части пласта препятствует физико-химическому взаимодействию ГОС с поровым пространством, это, в частности, приводит к удалению геля из пласта потоком нефти [1-6].

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

Литература:

1. Баулин В.В., Чековский А.П., Груздов А.В. Карта мощности вечномерзлых толщ Западно-Сибирской равнины. Масштаб 1 : 2500000. М., 1971.
2. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов. М.: Недра, 1970. 216 с.
3. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1973. 328 с.
4. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
5. Отчет по договору №72.07.170/07С1149: «Комплексные литолого-петрофизические исследования керна и шлама из скважин ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».
6. Технологическая схема разработки Кочевского месторождения. ООО «КогалымНИПИнефть», 2013.

DESCRIPTION OF ENHANCED OIL RECOVERY TECHNOLOGIES APPLIED AT THE KOCHEVSKOYE FIELD

S.P. Borisenko

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

In the development of oil fields, there is often a problem associated with enhanced oil recovery and enhanced production. In the development of high-viscosity oil fields, special attention should be paid to the compositions of the agents injected into the reservoir, since it is not possible to displace this type of oil as a result of flooding.

Keywords: enhanced oil recovery methods, viscous oil, Kochevskoye oil field, polyacrylamide

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Д. Бузаджи

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: buzadzidd1@tyuiu.ru

Обработка призабойной зоны пласта – метод, часто применяемый на длительно разрабатываемых нефтяных и нефтегазовых месторождениях. Анализ результатов обработки призабойной зоны пласта на Муравленковском месторождении показал, что эффективность данных мероприятий по итогам 2016 года составила более 70%.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, призабойная зона пласта, Муравленковское месторождение

Физико–химические методы обеспечивают увеличение коэффициентов вытеснения и охвата одновременно или одного из них и предназначены для извлечения пленочной и капиллярно – удерживаемой нефти из заводненных пластов. Добавление специальных химических веществ в воду позволяет создать растворы, снижающие: межфазное поверхностное натяжение, изменить соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз. В результате происходит увеличение коэффициентов вытеснения. При вытеснении нефти из пласта смешивающимся с ней реагентом размываются поверхности раздела между нефтью и вытеснителем, «исчезают» капиллярные силы, нефть растворяется в вытеснителе, в результате ее можно полностью или частично извлечь из области пласта, охваченной процессом вытеснения.

Изменение или увеличение (выравнивание) профиля приемистости нагнетательных скважин иногда называют потокоотклоняющими технологиями, что наш взгляд неверно, поскольку направле-

ние потоков закачиваемой воды может не измениться. А вот увеличение интервала приемистости, в который поступает закачиваемая вода, происходит. Или должно происходить при правильно подборе химических реагентов и достоверных геофизических данных об интервале приемистости.

По высокопроницаемым пропласткам (ВП) происходит вытеснение нефти и, следовательно, быстрое обводнение продукции. Низкопроницаемые пропластки практически не работают, нефть из них не вытесняется. Для изоляции, отсечения высокопроницаемых пропластков, обладающих поровыми каналами большего диаметра, закачиваются специально подобранные химические растворы, которые проникают в поровое пространство этих каналов. Размеры молекул подобранных химических соединений сопоставимы с размерами каналов высокой проницаемости. Под воздействием температуры и взаимодействием с поверхностью поровых каналов они образуют вязкую неподвижную или малоподвижную субстанцию, которая при увеличении давления на забое нагнетательной скважины практически не движется и не позволяет перемещаться по ним воде. В низкопроницаемые каналы этот раствор не проникает. При последующей закачки вода начинает поступать в пласт с низкими фильтрационными свойствами, начинается вытеснения нефти из прослоев ранее не охваченных заводнением. Тем самым увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением и, следовательно, нефтотдача [6].

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

Обработки нагнетательных скважин в большинстве случаев положительно сказались на работе окружающих добывающих скважин, позволили снизить (или стабилизировать) обводненность продукции на различных участках, что способствовало снижению темпов падения добычи нефти. Средние изменения технологических показателей для добывающих скважин, положительно отреагировавших на ФХВ, следующие: дебит нефти в среднем по скважинам увеличивается на 0,5-2 т/сут; дебит жидкости в среднем по скважинам увеличивается на 3-9 т/сут; сокращение попутно добываемой воды за период составило 1788 тыс. тонн. Средняя приемистость скважин, обработанных ФХМ, сократилась на 7 % (с 345 м³/сут. до 320 м³/сут.)

В дальнейшем предлагается продолжить работы по ВПП в больших объемах и проводить по отдельным участкам (блокам) в целом или по отдельно расположенным очаговым скважинам, по обработанным скважинам необходимо снизить давление закачки на 2 -3 МПа ниже давления разрыва для предотвращения преждевременного разрушения кольматирующих экранов [1-3].

Для получения максимального эффекта необходимо применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи [4, 5].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. Бузаджи Д.Д. Основные аспекты применения технологий гидравлического разрыва пласта на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 45-46.
3. Бузаджи Д.Д. Основные аспекты применения технологий обработки призабойной зоны пласта на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 51
4. «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб-Тюмень, 2013.
5. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М.: 1987.
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
7. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб-Тюмень, 2012.
8. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.

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

D.D. Buzadzhi

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Processing the bottomhole formation zone is a method often used in long-term oil and gas fields. Analysis of the processing results of the bottomhole formation zone at the Muravlenkovskoye field showed that the effectiveness of these measures at the end of 2016 was more than 70%.

Keywords: flow diverting technologies, bottomhole formation zone, Muravlenkovskoye field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГТМ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.С. Бутов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: butovds1@tyuiu.ru

Приразломное месторождение, расположенное на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры), представлено основным продуктивным пластом БС4-5, где расположено 97 % про-

буренного фонда скважин. В качестве методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи применяются бурение боковых стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, Приразломное месторождение

На Приразломном месторождении основным объектом эксплуатации, содержащим 97% пробуренного фонда, является объект БС₄₋₅ [1-5].

Пласт БС4-5 представлен литологически частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем в нижней части продуктивного интервала песчаники преимущественно развиты в виде изолированных линзовидных тел различных размеров и сравнительно небольшой толщины, а в верхней части прослеживается монолитный площадной характер их распространения [8].

Песчаники серые и буровато-серые, мелкозернистые, слюдястые, среднесцементированные, изредка встречаются прослои углисто-глинистых пород с включениями растительного детрита, с однородной и слоистой текстурой. По вещественному составу алевролиты идентичны песчаникам. Коллекторами являются мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, которые по емкостно-фильтрационным свойствам по существу не различаются и могут быть разделены лишь по гранулометрическому составу. Цемент песчаников и алевролитов пленочный, порово-пленочный, глинисто-хлоритовый, местами глинисто-карбонатный. Нередко встречаются поры, заполненные кальцитом. В коллекторах содержание глинистой фракции и среднем составляет 11,5%, карбонатной – 3,5% [8].

В разрезе продуктивного пласта БС4-5 в пределах месторождения выделяются от 1 до 10 прослоев коллекторов различной толщины, примерно половина из которых имеет толщину не более 1 м. В западной части месторождения число проницаемых, прослоев больше и значения их толщины выше нежели в восточной части месторождения.

Толщина глинистого раздела между монолитной и расчлененной частями продуктивного интервала колеблется в пределах от 0,4 до 9,4 м, причем примерно на половине площади разбуренной части месторождения толщина глинистого раздела составляет 0,4–1,6 м [8].

Коллекторские свойства песчано - алевролитовых пород пласта БС4-5 исследованы по керну из 19 разведочных скважин, размещенных по площади месторождения относительно равномерно. Степень освещенности продуктивных интервалов пласта анализами керна характеризуется следующим показателем – на 0,4 м толщины пласта приходится в среднем один анализ керна. Основными МУН и ИД, которые применяются при разработке Приразломного месторождения, являются бурение боковых

стволов, горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны пласта, дострел и перестрел скважин, подбор оборудования для оптимальной работы скважин (ИДН).

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

Таким образом, наибольший удельный эффект от проведения комплекса геолого-технических мероприятий на Приразломном месторождении был достигнут при проведении мероприятий по реззке боковых стволов по объекту БС₄₋₅, при этом наиболее проводимым мероприятием за исследуемый период являлся ГРП [6-7].

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.
6. Бутов Д.С. Анализ эффективности реззки боковых стволов (ЗБС) // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. 53-54.
7. Бутов Д.С. Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. 40-41.
8. Проект разработки Приразломного месторождения.

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

D.S. Butov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Prirazlomnoye field, located on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra (Khanty-Mansi Autonomous Okrug - Ugra), is represented by the main reservoir BS4-5, where 97% of the drilled well stock is located. Drilling of sidetracks, horizontal wells, hydraulic fracturing, wellbore zone treatment, well completion and re-shooting, equipment selection for optimal well operation (IDN) are used as methods for intensifying production and increasing oil recovery.

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

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

М.Р. Ганиев

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: ganievmr1@tyuiu.ru

В статье представлено описание методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи, применяемых на Северо-Варьеганском месторождении: гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта. Представлены основные аспекты, которыми руководствуются при выборе подходящего метода увеличения нефтеотдачи.

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

Подбор эффективных мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия МУН планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия, а впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются [1, 2].

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов. Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, которые позволяют существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемого коллектора. Технологии ГРП различаются по объему закачки пропанта и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием.

Технологическая эффективность ГРП определяется:

- эффективной толщиной пласта;
- количеством проницаемых прослоев в интервале перфорации;
- начальной и текущей нефтенасыщенностью коллекторов пласта;
- толщиной перекрывающих и подстилающих глинистых экранов;
- степенью истощения пластовой энергии;
- расположением фронта заводнения, обводненностью продукции близлежащих добывающих скважин;
- удаленностью от нагнетательных скважин и рядом других факторов [7].

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем рационального размещения скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа [5].

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологий, позволяющих увеличить отбор углеводородов [5].

Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) относится к методам интенсификации притока. ОПЗ производят в терригенных и карбонатных коллекторах кислотными или щелочными (только терригены) составами с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) после вторичного вскрытия пласта с целью устранения воздействия на пласт различными технологическими жидкостями в процессе эксплуатации скважины и ее ремонтов. Для планирования ОПЗ очень важно знать рецептуры применявшихся технологических жидкостей, оказавших свое влияние на проницаемость пласта. Не менее важной информацией является знания о составе пластовых вод и коллекторе. Вся информация полезна тогда, когда она используется для подбора состава химической композиции и технологии обработки. Если же закачивают в пласт химические составы, имеющиеся на складе без понимания химизма процессов, протекающих в ПЗП, то в половине случаев получают снижение проницаемости и дебита, а в другой половине случаев отрицательный результат скрывается увеличением дебита скважины гораздо ниже потенциального [2-4].

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

Помимо положительного эффекта от МУН, зачастую связанного с повышением нефтеотдачи, необходимо оценивать и ущерб окружающей среде. Наиболее эффективными, но и наиболее вредными с позиции экологии являются гидравлический разрыв пласта (ГРП) и обработка призабойной зоны [6, 8, 9].

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

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

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. Ганиев М.Р. Применение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Северо-Варьганском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 46-47.
3. Ганиев М.Р. Результаты проведения нарезок боковых стволов на Приобском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 66-67.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. М., 1987.
7. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении // Фундаментальные исследования. 2015. № 2-12. С. 2581-2584.
8. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.
9. «Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение», 2013.

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

M.R. Ganiev

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The article describes the methods of enhanced oil recovery and production enhancement used at the North-Variogan field: hydraulic fracturing, bottomhole formation treatment. Presents the main aspects that guide the choice of a suitable method of enhanced oil recovery.

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

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф.Г. Гирфанов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: girfanov1@tyuiu.ru

При разработке месторождений углеводородов особое внимание уделяется способам повышения выработки запасов нефти. Выбор метода зависит от фильтрационно-емкостных свойств, стадии разработки, объема выработки запасов, степени обводненности и ряда других факторов. Данные методы часто принято называть вторичными и третичными способами воздействия на пласт.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации притока, нефтяное месторождение, повышение нефтеотдачи, выработка запасов нефти

Нефтеотдача продуктивных пластов и, в конечном итоге, объем извлеченной нефти зависят как от свойств нефти и коллекторов, так и от методов воздействия, т.е. применяемой системы разработки залежи.

Даже при самом благоприятном сочетании свойств пластов и нефти в терригенных пластах не удаётся извлечь на поверхность более 60%, а в редких случаях около 70% нефти от геологических запасов нефти в залежи. В карбонатных коллекторах и при тяжелой вязкой нефти, как правило, извлекают не более 15-20% нефти. В результате даже при открытии крупных запасов нефти потери ее в природных условиях неизбежны.

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

На величину извлекаемого газа влияют как природные геологические условия, так и методы добычи, которые используют разработчики.

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

высоким пластовым давлением и с большими геологическими запасами.

В целях предотвращения прорывов газа и воды по ослабленным зонам (трещин и др.), преждевременного обводнения газовой залежи, а также для повышения газоотдачи проводят различные промышленные мероприятия, например, своевременную изоляцию прорвавшихся вод, или снижают пластовое давление до минимальной величины, проводя отбор газа из скважин под вакуумом [1-4, 6-9].

Методы повышения нефтеотдачи подразделяют на методы интенсификации притока нефти (МИП) и методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Методы интенсификации притока представляют собой технологии, увеличивающие приток флюида к забою добывающей скважины. При вскрытии пласта призабойная зона пласта (ПЗП), как правило, теряет свои первоначальные ФЕС. Нарушается структура порового пространства, происходит коагуляция поровых каналов, наблюдается вынос механических примесей. При длительной эксплуатации скважины за счет смешивания неодинаковых по составу пластовых и закачиваемых вод происходит солеотложение непосредственно в ПЗП, за счет падения забойного давления происходит изменение напряженно деформируемого состояния ПЗП, что также приводит к ухудшению ФЕС [5].

По гидродинамическим исследованиям скважин определяют коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности, насыщенности. По знаку скин-эффекта определяют состояние ПЗП и эффективность применяемой технологии для данного участка пласта.

К методам интенсификации притока относятся: повторная перфорация, дострелы ранее не вскрытых нефтенасыщенных прослоев (пропластков), солянокислотная обработка (СКО) ПЗП, глинокислотная обработка (ГКО) ПЗП, термокислотная обработка, термогазохимическое воздействие (ТГХВ), гидропескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны составами ПАВ, электрогидравлическое и акустическое воздействия на ПЗП, пароциклическая обработка ПЗП. Итак, цель МИП улучшить ФЕС ПЗП, повысить продуктивность отдельно взятых скважин [5].

По своим свойствам методы увеличения нефтеотдачи можно разделить на группы: первая повышает коэффициент вытеснения нефти водой; вторая – увеличивает коэффициент охвата пласта заводнением, и третья группа увеличивает оба коэффициента, а значит КИН в целом.

В отличие от МИП методы увеличения нефтеотдачи воздействуют на объект разработки или его часть, тем самым позволяют вовлечь в разработку остаточные, не извлеченные запасы нефти, которые при запроектированной системе заводнения добыть не удастся. Практика показала, что применение МУН дороже применения обычного заводнения в

несколько раз, поэтому рентабельность их применения зависит от стоимости добываемой нефти [5].

К МУН относятся:

– физико-химические методы – применение водных растворов: активных примесей (поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, мицеллярных растворов, щелочей, кислот), изменение или выравнивание профилей приемистости (ВПП);

– гидродинамические методы – циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости (ФОЖ), комбинированное нестационарное заводнение;

– газовые методы – вытеснение нефти газом высокого давления, водогазовое воздействие;

– тепловые, термические методы – вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), внутрискважинное горение;

– другие методы – уплотнение сетки скважин, переход от одной системы разработки к другой (очаговое, избирательное заводнение, создание блочно-замкнутой системы), гидроразрыв пласта (ГРП), размещение и эксплуатация боковых и горизонтальных стволов; микробиологические, волновые, электромагнитные методы.

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

– снижение межфазного натяжения на границе нефть вытесняющий агент;

– снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или уменьшения подвижности вытесняющего агента);

– перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газа с целью консолидации запасов нефти [5].

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

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
2. Гирфанов Ф.Г. Необходимость применения способов повышения выработки запасов на нефтяном месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 42-43.
3. Гирфанов Ф.Г. Анализ эффективности гидродинамических методов на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 67-68.
4. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
7. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
8. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

9. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001.

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

F.G. Girfanov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

In the development of hydrocarbon deposits, special attention is paid to ways to increase the production of oil reserves. The choice of method depends on the reservoir properties, development stage, reserves, the degree of watering and a number of other factors. These methods are often called secondary and tertiary methods of exposure to the reservoir.

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

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Д.С. Бутов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: butovds1@tyuiu.ru

Зарезка боковых стволов – один из методов интенсификации добычи, применяемый при разработке Приразломного месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры). Объем дополнительной добычи, полученный с использованием данного метода, составил 4557,1 тысяч тонн нефти.

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

На Приразломном месторождении в целях интенсификации добычи нефти применяются различные виды ГТМ, одним из распространенных методов повышения нефтеотдачи является зарезка боковых стволов (ЗБС).

Зарезка боковых стволов – технология, применяемая для создания новых стволов шахт, путем бурения боковых стояков достигается восстановление скважин, которые ранее были не задействованы из-за усыхания или по другим причинам. При этом задействуются те пласты, которые ранее не использовались. Кроме того, могут быть применены различные методики. Они эффективны для всех видов залежей. Проще говоря, происходит увеличение длины шахты. Зарезка применяется для того, чтобы успешно вернуть в рабочее состояние любую из скважин, которая не может быть задействована из-за геологических и технических условий. Благодаря методике удается задействовать в работу те участки пласта земли, из которых трудно добывать ресурсы по многим причинам. Применим метод в основном для месторождений газа и нефти, а также для воды,

что повышает работу в малодебитных местах. Чаще всего данный метод применяется, как аварийная мера. При этом осуществляется бурение дополнительных стволов. При таких боковых зарезках все расходы очень быстро окупаются, и это значительно дешевле, чем производить поиски места залегания необходимого сырья, и бурить новую шахту. Сети новых стволов бурятся на используемых месторождениях, поэтому данный процесс непростой [8].

Зарезка боковых стволов дает следующие возможности:

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

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

На Приразломном месторождении операции по зарезке боковых стволов проводятся с 2007 г. Все операции проведены совместно с ГРП. В данной части анализа вся дополнительная добыча от совместного проведения операций была отнесена к ЗБС [1-5]. Всего в период 2011-2015 гг. пробурен 64 боковых ствола на объект БС₄₋₅. Всего за счет проведения данного вида ГТМ дополнительно добыто 4557,1 тыс. т нефти. Удельная дополнительная добыча составила 71,2 тыс. т.

Средний начальный дебит бокового ствола составляет 48,3 т/сут нефти и 60,3 т/сут жидкости (при граничных значениях 13,5 – 90,3 т/сут нефти и 14,7 – 116,7 т/сут жидкости) [6, 7].

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С.331-344.
6. Бутов Д.С. Анализ эффективности зарезки боковых стволов (ЗБС) // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. 53-54.
7. Бутов Д.С. Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. 40-41.
8. <http://delovvode.ru/skvazhina/zarezkia-stvola/>

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF SIDETRACKING

D.S. Butov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Sidetracking is one of the methods of production intensification used in the development of the Prirazlomnoye field located in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra (Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra). The volume of additional production obtained using this method amounted to 4557.1 thousand tons of oil.

Keywords: sidetracking, oil field, Prirazlomnoye field

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПО ОБЪЕКТАМ ВОСТОЧНО-ПРИДОРЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Н. Гришина

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: grishinamn1@tyuiu.ru

С целью повышения эффективности разработки нефтяных месторождений применяются методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи. В условиях разработки Восточно-Придорожного месторождения были проведены гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта, перфорационные работы, пробурены горизонтальные скважины, боковые стволы, использовались потокоотклоняющие технологии и ряд других методов.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, интенсификация добычи, Восточно-Придорожное месторождение, ачимовская толща, верхняя юра

Разработка Восточно-Придорожного месторождения ведется по объектам верхнеюрских отложений – ЮВ₁ и ачимовской толщи АВ₈, БВ₈ и БВ₄.

За весь период разработки на месторождении проведено 472 скважино-операции интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи. Суммарная добыча нефти от ГТМ составила 2767 тыс. т или 16 % добычи месторождения.

Пласт ЮВ₁ относится к терригенным коллекторам, комплекс глинисто-песчаных отложений прибрежно-морского генезиса, залегающий в верхней части васюганской свиты [9]. Представлена чередованием песчаников серых, средне - мелкозернистых с алевролитами светло-серыми и аргиллитами темно-коричневыми. Участками отмечаются включения кальцита и углистого детрита. Общая толщина залеи варьируется от 50 до 90 м.

В пласте ЮВ₁ было проведено 45 операций ГРП, объем дополнительной добычи составил 339,3 тыс. т. Было пробурено 6 горизонтальных скважин, эффект составил 218 тыс. т. По зарезке горизонтальных стволов проведено 5 операций, получен-

ный эффект – 16,6 тыс. т. По обработке призабойной зоны пласта проведено 75 операций, при этом эффект составил 45 тыс. т. Проведено 10 операций с использованием потокоотклоняющих технологий, дополнительный эффект составил 7 тыс. т. Из прочих методов был проведен перфорационный обстрел скважин, 28 операций, при этом эффект составил 7 тыс. т. В результате проведения ремонтно-изоляционных работ был получен наименьший эффект – при 5 операциях эффект составил 0,1 тыс. т. По всем остальным объектам гидравлический разрыв пласта не применялся [1-5].

Нефтеносность пласта АВ8 установлена на центральном поднятии при испытании скважины 2153, из которой получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 57,6 т/сут. на 8 мм штуцере. Пласт залегает на глубинах 1924-1948 м, имеет общую толщину 19–34 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 2,6 м. Залежи пластовые, массивные. Западная - литологически экранированная с севера. Залежь восточного купола размером 2,5*0,8 км, высотой 5-10 м [10].

В пласте АВ₈ пробурено 6 горизонтальных скважин, эффект дополнительной добычи составил 226 тыс. т, проведено 5 зарезок боковых стволов, дополнительная добыча составила 47,7 тыс. т. Проведено 7 обработок призабойной зоны пласта с дополнительной добычей 5,6 тыс. т. Было проведено 28 операций с применением потокоотклоняющих технологий с дополнительной добычей 22,7 тыс. т. Наибольший эффект получен от перевода скважин на другой объект, при 78 операциях эффект составил 1276,1 тыс. т, по результатам 10 РИР объем дополнительной добычи составил 12,2 тыс. т. Всего по результатам проведенного комплекса ГТМ по объекту АВ8 дополнительно добыто 1643,0 тыс. т.

Меньший эффект от проведенного комплекса ГТМ был получен по объектам БВ₈ и БВ₄, объем дополнительной добычи составил 325,6 и 167,8 тыс. т соответственно [6-8].

Пласт БВ8 нефтенасыщен на центральном, восточном и северном поднятиях. Залежи пласта по типу пластовые сводовые: северная массивная, восточная - литологически экранированная. Кровля пласта вскрыта на глубинах 2301-2355 м, максимальная общая толщина пласта достигает 50 м. Пласт БВ8 в разрезах отдельных скважин состоит из отдельных пропластков. Верхняя часть разреза представлена мощным монолитным пластом с хорошими коллекторскими свойствами. Вниз по разрезу толщина пропластков уменьшается и коллекторские свойства также ухудшаются. Нефтенасыщенная толщина колеблется от 0,8 м до 22,8 м [10].

Пласт БВ4 разделяется на два пласта БВ41 и БВ42, представленных песчаниками с аргиллитом-алевролитовыми линзами, разделенными глинистой перемычкой толщиной 10-14 м, к которым приурочены самостоятельные залежи со своими ВНК и

ГНК. Нижний пласт БВ42 вскрыт на глубинах 2150-2154 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м до 5,9 м. Пласт БВ41 вскрыт на глубинах 2139-2150 м. Среднее значение проницаемости по горизонту БВ4 составляет 120 мД, коэффициента пористости 0,22, нефтенасыщенности 0,57, газонасыщенности 0,52-0,57 [9].

Эффект от внедрения метода с неизменной технологией со временем падает, что выражается в постепенном приближении нестационарного процесса к стационарному. Поэтому в период применения циклического воздействия необходимо постоянно определять технологический эффект от мероприятия, и в случае его отсутствия оперативно внедрять другие модификации нестационарного заводнения [1-5]. Варианты циклического заводнения следует выбирать после тщательного анализа выработки запасов нефти, дифференцированно для каждой зоны пласта. Они должны позволять изменять направление фильтрационных потоков таким образом, чтобы вовлечь в активную разработку запасы тупиковых и застойных зон. Оптимальный вариант также необходимо определять с учетом коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей [6-8].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2008.
2. Гришина М.Н. Разработка программы применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 51-52.
3. Гришина М.Н. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи по объектам Восточно-Придорожного // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 68-69.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения. 2014.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батулин Ю.Е. М., 1987.
7. «Технологическая схема разработки Восточно-Придорожного месторождения, Верхней Средне – Шапшинское месторождение», 2013.
8. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.
9. <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=608284>
10. <http://petrolibrary.ru/neftenosnost-pokachevskogo-mestozhdeniya.html>

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS AND THE INTENSIFICATION OF PRODUCTION AT THE FACILITIES OF THE EAST PRIDOROZHNOYE FIELD

M.N. Grishina

Tyumen IU, Tyumen, Russia

In order to improve the efficiency of oil field development, methods of enhanced oil recovery and production enhancement will be applied. Under the conditions of the development of the East Pridorozhnoye field, hydraulic fracturing was carried out,

the bottomhole formation zone treatment, perforation works, horizontal wells, sidetracks were drilled, flow-diverting technologies and a number of other methods were used.

Keywords: oil recovery increase, production intensification, East Pridorozhnoe deposit, Achimov formation, upper Jurassic

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.Р. Ганиев

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: ganievmr1@tyuiu.ru

В статье представлено описание технологии резки боковых стволов, как одного из методов интенсификации добычи, виды методик, применяемых в процессе резки боковых стволов скважин. Представлена эффективность операций по резке боковых стволов на Приобском месторождении.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, резка боковых стволов, Приобское месторождение

Технология резки боковых стволов скважин является одним из самых продуктивных методов, который позволяет повысить добычу нефтепродуктов на залежах с давней историей разработки и продолжить эксплуатацию скважин, не поддающихся восстановлению иными способами. Создание боковых стволов позволяет вовлечь в добычу не задействованные слои и участки, обеспечивает доступ к трудным локальным скоплениям полезных ископаемых, которые нельзя достать путем вертикального бурения.

Важным достоинством, которым обладает технология резки, является увеличение нефтеотдачи, поэтому способ можно применять вместо уплотнения. Использование таких работ позволяет сэкономить на освоении месторождения. Сама технология резки боковых стволов скважин подразумевает применение разных способов работы: это может быть вырезание части колонны, клиновое бурение с отклонением. Стоит отметить, что использование боковых стволов одинаково эффективно для всех известных видов месторождений, при этом себестоимость добытых продуктов будет ниже, и окупаемость строительства осуществляется в течение 2 лет или быстрее. Чтобы увеличить протяженность ствола, можно использовать скважины с несколькими горизонтальными отклонениями. Резка боковых стволов также совмещается с гидроразрывом пласта, созданием пологих скважин и другими технологиями, в результате чего эффективность разработки месторождения многократно увеличивается, а затраты на работу снижаются [8].

Всего выделяют две методики, которые используются при резке боковых стволов для скважин, не разрабатывающихся долгое время: это вырезание части колонны и клиновое бурение. К первой разновидности работ относится и строительство скважин с выводом нецементированной колонны с созданием полноразмерного основного ствола [8].

Классическим решением считается вырезание участка нефтяной колонны, т.е. участка с нужной протяженностью, благодаря чему становится возможным устранить магнитометрические датчики телеметрического оборудования, используемого для регулировки стволовой траектории, от магнитной массы. Метод подразумевает существенные потери времени:

– Шанс, что вырезание участка пройдет в течение одного спуска оборудования, крайне мал, и потребуются регулярная смена устройства для вырезания.

– Технология требует монтажа дополнительного мостового элемента, на котором производится наращивание основного цементного моста в дальнейшем.

– Процедура наработки желоба и бурения ствола длится довольно долго, поскольку применяются инструменты с небольшим диаметром.

– Возможно появление такой проблемы бурения боковых стволов скважин, как затрудненность прохождения долота при большом зенитном угле: работа трубореза способствует сильному износу, и повышает опасность поломки.

– Поскольку большая часть современных скважин имеет наклонную конструкцию, а точка резки определяется на криволинейном отрезке, азимут можно вычислить заранее. По этой причине нецелесообразно вырезание большого куска колонны, поскольку длина должна быть такой, чтобы обеспечить выход бурильной колонны. Таким образом, протяженность вырезанного куска варьируется в пределах 6-10 метров, и точный показатель зависит от диаметра трубы и ряда проектных факторов [8].

Наиболее актуально применение ЗБС на СЛТ Приобского месторождения для увеличения Кохв пластов АС10, АС12 разбуренной части (данные пласты имеют отстающие темпы по выработке запасов. Бурение ЗБС начато в 2007 г. На 01.01.2016 г. пробурено 197 боковых стволов с опережением проекта в 2013 и 2015 гг.

Распределение ЗБС по пластам показывает, что имеется тенденция увеличения количества ЗБС на пласт АС10, а также на пласт АС12. ЗБС проводится на скважинах как действующего, так и бездействующего фондов. Критериями для ЗБС на действующих скважинах является дебит нефти скважин менее 5 т/сут, резкий скачок обводненности в последние месяцы, либо обводненность более 60-70%, а также значительные объемы остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по области (не менее 100

тыс. т). Для скважин бездействующего фонда необходимо наличие достаточных ОИЗ по окружению.

Дополнительная добыча за пять лет от ЗБС составила – 3701,1 тыс.т. Удельная дополнительная добыча составила 22,0 тыс.т/скв.опер. В том числе по пласту АС11 – 685,9 тыс.т, по пластам АС10+АС11 – 126,5 тыс.т, по пластам АС11+АС12 – 609,1 тыс.т, по пластам АС10+АС11+АС12 – 698,1 тыс.т, по пласт АС12 – 513,7 тыс.т, по пластам АС10+12 – 1067,8 тыс.т. Дополнительная добыча от ЗБС с учетом пласта АС12 составила 1755,8 тыс.т.

Дополнительная добыча за 2014-2015 гг. составила 727,6 тыс.т. Удельная дополнительная добыча составила 7,6 тыс.т / скв.опер [1-7].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Приобского месторождения», выполненный в 2008 г. институтом ООО «РН-УфаНИПИнефть», утвержденный ЦКР Роснедра (протокол № 4608 от 10.06.2009 г.).
2. Ганиев М.Р. Применение методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на Северо-Варьганском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 46-47.
3. Ганиев М.Р. Результаты проведения нарезок боковых стволов на Приобском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 66-67.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного нефтяного месторождения. Уфа, 2012.
5. РД 39-0147035-209-87. Методич. руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батурич Ю.Е. М., 1987.
6. «Технологическая схема разработки Приобского месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение», 2013.
7. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.
8. <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/burenie-bokovykh-stvolov-skvazhin/>

RESULTS OF SIDETRACKING AT THE PRIOBSCOYE FIELD

M.R. Ganiev

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The article describes the sidetracking technology, as one of the methods of production intensification, the types of techniques used in the sidetracking process. The efficiency of sidetracking operations at the Priobskoye field is presented.

Keywords: enhanced oil recovery and stimulation methods, sidetracking, Priobskoye field

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГРП НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПОКАМАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.И. Горнак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: gornakci1@tyuiu.ru

Гидравлический разрыв пласта – один из самых распространенных способов увеличения нефтеотдачи и одновременно интенсификации добычи, который применяет-

ся при разработке нефтяных месторождений в Западной Сибири. Верхнеюрские залежи Покамасовского месторождения – один из объектов, где для увеличения выработки запасов применяется гидроразрыв пласта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, верхнеюрские отложения, Покамасовского месторождение, выработка запасов нефти

Юрские отложения характеризуется большими геологическими запасами нефти на территории ХМАО-Югры. В стратиграфических региональных схемах подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсистемы. Коллекторы представлены песчаниками, преимущественно мелкозернистыми, и алевролитами, реже их переходными разностями. Породы-коллекторы неоднородны по структуре, текстуре, количественному содержанию обломочного материала, глинистого и карбонатного цемента, типу цемента, интенсивности постседиментационных преобразований.

Одним из наиболее удачных способом разработки юрских отложений, который позволяет получить максимальный эффект, считается ГРП – гидравлический разрыв пласта. Связано это с тем, что юрские отложения характеризуются наличием прерывистости и расчлененности, а в результате проведения гидроразрыва пласта происходит сплочение расчлененных участков залежи за счет образования системы трещин. В результате увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

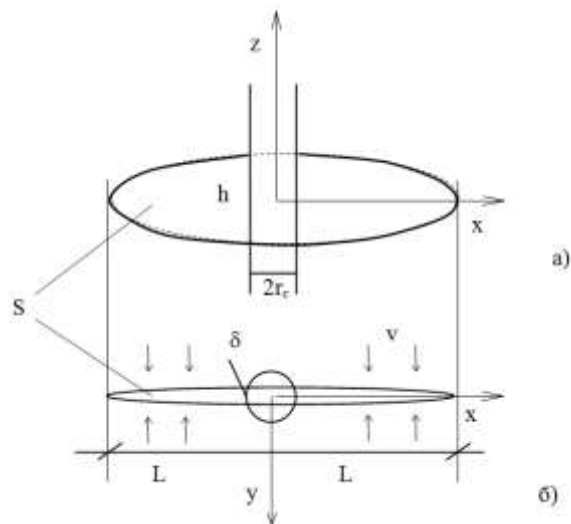


Рис. 1. а) – профиль трещины, б) – трещина в плане, h – высота трещины на забое скважины, δ – раскрытость трещины на забое, L – длина полутрещины, S – площадь боковой поверхности полутрещины, v – скорость фильтрации жидкости из пласта в трещину [6].

Рассмотрим процесс образования трещины. Из механики сплошной среды известно, что в упругой среде трещина образуется в плоскости наибольшего нормального напряжения, то есть, в плоскости по направлению горного напряжения. Поэтому трещина вертикальна. Распространяется в направлении

минимального нормального напряжения, то есть, в радиальном от скважины направлении. Раскрытость трещины происходит в направлении перпендикулярном радиусу скважины (рис. 1), $r=x$.

Трещина это нарушение (разрыв) сплошности среды, в нашем случае, чтобы динамические напряжения, возникающие на забое, превышали предел прочности породы. Для определения технологических параметров проведения ГРП проводят минигидродрозрыв [6].

Выбор режима эксплуатации скважины определяется по результатам гидродинамических исследований скважин после ГРП. Производительность типоразмера УЭЦН должна соответствовать коэффициенту продуктивности скважины, определенному после ГРП. Трещина, созданная в пласте, заполняется пропантом, который не позволяет ей сомкнуться. Таким образом, в пласте создается двух емкостная система пласт – трещина. Трещина, заполненная пропантом, представляет из себя фиктивный пласт, поскольку диаметры частиц пропанта одинаковы. Емкость трещины зависит от степени упаковки пропанта и объема жидкости с пропантом (жидкости песконосителя), концентрации пропанта в трещине. Проницаемость трещины во много раз превышает проницаемость пласта [6].

При эксплуатации скважины после ГРП в фильтрации участвует система «пласт – трещина – скважина». Через боковые поверхности трещины жидкость перетекает из пласта в трещину. Затем по трещине перемещается к забою скважины. Давление в трещине распределяется неравномерно, наименьшее давление на забое скважине. Обычно трещина моделируется двумя полутрещинами, что справедливо только для однородной среды, (рис.1). В отличие от трещины скорость фильтрации жидкости в пласте подчиняется закону Дарси. На характере притока жидкости в трещину останавливаться не будем, рассмотрим линейное течение. Таким образом, приток жидкости в трещину существенно зависит от фильтрационных параметров пласта, вязкости жидкости, общей площади трещины и градиента давления. Длина полутрещины учитывается координатой x , изменяющейся в интервале $0 \leq x \leq L$. Выбор оптимального режима работы скважины определяется вышеперечисленными параметрами, подбор режима работы УЭЦН должен соответствовать притоку жидкости в скважину. Кроме коэффициента продуктивности накладывается ограничение на дебит скважины, из этих двух параметров определяется оптимальная депрессия на пласт и давление на приеме насоса [6].

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

Существенных ограничений для дальнейшей разработки месторождения с позиций промышлен-

ной освоенности региона, особенностей обустройства месторождения, климата и других природных условий в настоящее время нет [1, 2].

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

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

- выделение одного эксплуатационного объекта – ЮВ1₁;

- система разработки – блоковая трехрядная с размещением наклонно-направленных и горизонтальных скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500-700 м с формированием участков с семиточечной системой воздействия, применением очагового и приконтурного заводнения;

- проведение ГРП на стадии строительства скважин;

- общий фонд скважин – 441, в том числе: добывающих – 335, нагнетательных – 94, водозаборных – 12;

- фонд скважин для бурения – 31, в том числе: добывающих – 14 (все горизонтальные), нагнетательных – 17.

- зарезки боковых стволов – 22 скв-операции;

- применение технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения: бурение горизонтальных скважин, зарезки боковых стволов, физико-химические ОПЗ, технологии МУН, изоляционные, перфорационные и гидродинамические методы [1-4, 7].

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

Таким образом, в целом реализованная на Покамасовском месторождении система разработки привела к получению неплохих результатов, однако для достижения утвержденного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий [5].

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией действующего проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2007.
2. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2009.
3. Горнак С.И. Исследование эффективности применения ГРП в скважинах, находившихся бездействии более 1 года // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 68.
4. Горнак С.И. Исследование влияния ГРП на выработку запасов нефти верхнеюрских залежей Покамасовского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 41.
5. Герштанский О.С., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. Технология вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов повышенными депрессиями. // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1992. № 3. С. 26-31.
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
7. Технологический проект разработки Покамасовского месторождения, 2011.

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

S.I. Gornak

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Hydraulic fracturing is one of the most common ways to increase oil recovery and, at the same time, intensify production, which is used in the development of oil fields in Western Siberia. The Upper-Jurassic deposits of the Pokamasovskoye field is one of the facilities where hydraulic fracturing is used to increase reserves.

Keywords: hydraulic fracturing, Upper Jurassic sediments, Pokamasovsky field, oil reserves development

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ОБЪЕКТАХ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ф.Г. Гирфанов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: girfanov1@tyuiu.ru

В статье дано описание одного из гидродинамических методов воздействия на пласт – нестационарного заводнения. Представлены результаты проведения подобных работ на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

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

Гидродинамические методы применяются на третьей и четвертой стадиях разработки эксплуатационных объектов, являются вторичными методами добычи нефти и относятся к наиболее экономичным

методам повышения нефтеотдачи. Одним из гидродинамических методов является циклическое заводнение.

Основные критерии применения циклического заводнения следующие:

- 1) наличие слоисто-неоднородных по проницаемости или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов;
- 2) большая остаточная нефтенасыщенности низкопроницаемых пропластков;
- 3) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебания давления (расходов), которая может достигать 0,5–0,7 от среднего перепада давления между нагнетательными и добывающими скважинами (среднего расхода) [5].

Циклическое заводнение применяется для пластов, соответствующих модели Каземи. Слоистый коллектор состоит, по крайней мере, из двух пропластков: высокопроницаемого (ВП) и низкопроницаемого (НП). Между ВП и НП существует гидродинамическая связь. Цикл делится на два полуцикла. В первом полуцикле при нагнетании вытесняющей жидкости происходит переток части воды из ВП в НП [5].

Другая часть воды фильтруется по ВП в направлении добывающей скважины, при этом происходит вытеснение нефти водой из ВП. Во втором полуцикле при снижении давления на нагнетательной скважине или прекращении закачки давление в высокопроницаемом прослое падает и становится ниже давления в НП. Поскольку нефть обладает большей сжимаемостью чем вода, а также в силу гидрофильности коллектора вода удерживается в НП капиллярными силами, а нефть из НП перетекает в ВП. При первом полуцикле второго цикла снова начинает работать нагнетательная скважина, давление в пласте увеличивается, происходит вытеснение нефти поступившей в ВП из НП забоям добывающих скважин.

В течение первого полуцикла в низкопроницаемой части пласта будет увеличиваться водонасыщенность и убывать нефтенасыщенность. Во втором полуцикле давление в высокопроницаемой части пласта падает, нефть из НП будет вытесняться водой в ВП. Объем вытесняемой нефти будет меньше чем объем вторгнувшейся в НП воды. В последующих циклах объем нефти, поступающей из НП в ВП, будет уменьшаться. При циклическом заводнении каждая из добывающих и нагнетательных скважин работает в режиме периодического изменения давления (отбора, расхода). Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь следует разбить на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора.

Если по данным интерпретации ГИС коллектор, представлен несколькими прослоями, пропластками разной проницаемости, то для описания физических процессов можно воспользоваться моделью слоистого пласта или моделью Серра [5].

Работы по реализации нестационарного (циклического) заводнения (НЗ) на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» по адресным специальным программам, основанным на изучении геологических особенностей месторождения и технологических возможностях их реализации проводились в 2007 г [2-3].

Анализ количества мероприятий и дополнительной добычи нефти по объектам Тевлинско-Русскинского месторождения показал следующие результаты: по объекту БС₁₀₂₋₃ проведено 384 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 135,8 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти – 10,1 тыс. т, удельный эффект составил 0,38 тыс. т/скв.

По объекту БС₁₁ проведено 24 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 6,2 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти – 1,3 тыс. т, удельный эффект составил 0,31 тыс. т/скв.

По объекту БС₁₂ проведено 52 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 25,1 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти был получен обратный эффект – (-6,8) тыс. т, удельный эффект составил 0,37 тыс. т/скв.

По объекту ЮС₁ проведено 38 скважино-операций, эффект от увеличения нефтеотдачи составил 8,3 тыс. т, от мероприятий по увеличению притока нефти был так же получен обратный эффект – (-1,2) тыс. т, удельный эффект составил 0,19 тыс. т/скв [1].

Объект ЮС₁ является вторым по объему запасов на Тевлинско-Русскинском месторождении. Рассмотрим его более подробно. На объекте ЮС₁ проведено 38 мероприятий по НЗ, от которых получен эффект 7,1 тыс. т. Удельный эффект на 1 скважино-операцию составил 0,19 тыс. т/скв. На рисунке 1 представлено распределение количества мероприятий и эффективности НЗ по годам разработки. Максимальное количество мероприятий приходится на 2012 г. – 16 ГТМ. Но при этом получено минимальное количество дополнительно добытой нефти от НЗ – 0,10 тыс. т. Максимальная дополнительная добыча нефти получена в 2010 и 2011 гг., 2,0 и 3,2 тыс. т (2 и 5 мероприятий, соответственно). В 2004, 2006-2010 гг. проведено по 1-2 мероприятиям, при этом от 1 мероприятия 2007 г. получено 1,4 тыс. т нефти. В 2004 и 2006 г. эффект от НЗ отрицательный (потери относительно базовых значений составили, соответственно, 0,5 и 0,2 тыс. т нефти). Следует отметить, что пласт ЮС₁¹ по своей протяженности имеет связанные разнопроницаемые нефтенасыщенные пропластки. Дополнительная добыча нефти получена, как за счёт изменения направления фильтрационных потоков, так и за счёт эффекта НЗ, возникающего при остановках нагнетательных скважин [4, 6-9].

Литература:

1. Анализ разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2005 г.).
2. Гирфанов Ф.Г. Необходимость применения способов

- повышения выработки запасов на нефтяном месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 42-43.
3. Гирфанов Ф.Г. Анализ эффективности гидродинамических методов на объектах Тевлинско-Русскинского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 67-68.
4. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 06.07.2015.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. Проект разработки Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
7. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
8. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
9. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» - Когалым, 2001.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRODYNAMIC METHODS AT THE FACILITIES TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE FIELD

F.G. Girfanov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

This article presents a description of one of the hydrodynamic methods of influence on the reservoir, nonstandard flooding. The results of such work at the facilities of the Tevlinsko-Russkinskoye field located in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra are presented.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, methods of stimulation of the inflow, oil field, non-stationary flooding

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП В СКВАЖИНАХ, НАХОДИВШИХСЯ БЕЗДЕЙСТВИИ БОЛЕЕ 1 ГОДА

С.И. Горнак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: gornakcil@tyuiu.ru

Гидравлический разрыв пласта – один из наиболее эффективных способов разработки нефтяных месторождений в условиях Западной Сибири, который позволяет увеличить дебит добывающей скважины в несколько раз. В условиях Покамасовского месторождения гидроразрыв пласта проводился после длительного бездействия скважин, в результате дебит скважин составил в среднем от 9 до 15 тонн в сутки.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, Покамасовское месторождение, обводненность

Гидравлический разрыв пласта – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида

(природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время технология применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. В однородных по толщине пластах обычно создается 1 трещина значительной длины, а для многопластовой или залежи, имеющей большую эффективную мощность пласта, представленных низкопроницаемыми геологическими формациями, осуществляется, как правило, поинтервальный ГРП [8].

Рабочая жидкость, применяемая для ГРП, нагнетается в пласт через колонну труб. Если давление разрыва превышает допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевого запорной арматуры, то технологи рекомендуют вместо запорной арматуры установить специальную головку, а на нижнем конце НКТ установить пакер, выше которого межтрубное пространство заполнить жидкостью с большей плотностью. В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в том числе, техническую или пластовую воду, реже солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть и др. В качестве расклинивающего материала используются пропанты, кварцевый песок и другие материалы фракции 0,5-1,5 мм. Эффективность ГРП повышается при одновременной гидropескоструйной или прострелочной перфорации скважины, однако при поинтервальных ГРП при этом необходимо изолировать обработанный участок пласта с помощью пакера и т.д. [8].

ГРП является одним из наиболее эффективных методов повышения углеводородоотдачи. ГРП позволяет не только интенсифицировать отработку области дренирования скважины за счёт снижения потерь пластовой энергии в призабойной зоне, но и существенно расширить эту область, связав трещинами слабодренируемые пропластки в тонкослоистых заглинизированных пластах. Для максимального вовлечения запасов объекта в разработку часто используется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП) на горизонтальных скважинах [6].

Суть технологии МСГРП заключается в следующем. После бурения горизонтального ствола скважина обсаживается специальной компоновкой хвостовика с чередованием муфт ГРП и разобщающих пакеров (как гидравлических, так и набухаемых). Последовательное выполнение ГРП (от «хвоста к пятке») горизонтального ствола осуществляется путем управления открытием муфт ГРП (в зави-

симости от типа конструкции муфты могут активироваться за счет сброса шаров, либо с помощью специального инструмента, спускаемого на ГНКТ). Процесс моделирования ГРП включает себя следующие этапы [6]:

1. Сбор и обобщение всей имеющейся геолого-геофизической информации по существующим скважинам.
2. Построение одномерной геомеханической модели группы пластов и вмещающих перемычек.
3. Анализ результатов испытания керна по определению упругих свойств.

Рассмотрим эффективность проведения ГРП на примере Покамасовского месторождения. В 46 скважинах ГРП выполнялся после их длительного (более 1 года) бездействия, в т.ч. в 4 из них цикл «длительное бездействие – добыча после ГРП» чередовался дважды. В трех скважинах из 46, добыча нефти после гидроразрыва осуществлялась в т.ч. на форсированном режиме.

Особенностью оценки эффективности таких операций является отсутствие корректных «базовых» дебитов для определения кратности их роста и увеличения добычи нефти – после ГРП. Вследствие этого, вся добытая после ГРП нефть в таких скважинах, была отнесена на счет этих операций [1-6].

Скважины анализируемой категории в основном расположены в Восточной части месторождения (блоки 6–9). Здесь выполнено 40 (или 85%) из 47 операций, преимущественно, в период с 1996 по 2000 гг.

По результатам исследований был получен ряд результатов.

1. Средний дебит жидкости по скважинам этой группы после ГРП составил 23т/сут. За первые три месяца дебит жидкости снизился на треть и стабилизировался на уровне 15т/сут. При этом суточная добыча жидкости по сумме скважин за первые полгода сократилась с 1,1 до 0,6 тыс.т (на 42%), за год – до 0,5 тыс.т (на 54%), главным образом, за счет выбытия скважин.

2. Средний дебит нефти после ГРП составил 9 т/сут, изменяясь по скважинам от 44 (скв. № 925) до 0,2 т/сут (скв. № 822). Среднесуточная добыча нефти за первые полгода сократилась на треть – с 0,42 до 0,27 тыс.т, за год на 45% – до 0,23 тыс.т.

Длительность эффекта, отраженная в продолжительности работы скважин после ГРП до их выбытия (либо остановки более чем на 3 месяца), в среднем составила 41 месяц, изменяясь по скважинам от 4 (№№ 383 и 888) – до 176 месяцев (по скв. №179, продолжающей работать). По 40 скважино - операциям, выполненным в Восточной части основной залежи, этот показатель в среднем выше, чем по 7 скважинам Западной части – 43 и 30 месяцев, соответственно. В отличие от вышерассмотренных групп, здесь после ГРП скважины вводились в эксплуатацию с высокой обводненностью – в среднем около

60%. Тем не менее, на протяжении первых 3,5 лет с момента ГРП обводненность в целом характеризовалась относительной стабильностью.

Литература:

1. Авторский надзор за реализацией действующего проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2007.
2. Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку Покамасовского месторождения, 2009.
3. Горнак С.И. Исследование эффективности применения ГРП в скважинах, находившихся бездействия более 1 года // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 68.
4. Горнак С.И. Исследование влияния ГРП на выработку запасов нефти верхнеюрских залежей Покамасовского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 41.
5. Герштанский О.С., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. Технология вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов повышенными депрессиями. // Нефтяная и газовая промышленность. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1992. № 3. С. 26-31.
6. Калиманова Н.П., Урванцев Р.В., Линцер С.А. Обоснование применения гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении // Международный студенческий научный вестник. 2018. №5; URL: <http://eduherald.ru/ru/article/view?id=18548>
7. Технологический проект разработки Покамасовского месторождения, 2011.
8. https://neftegaz.ru/tech_library/view/4421-Gidravlicheskiy-razryv-plasta-GRP

STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF THE USE OF HYDRAULIC FRACTURING IN WELLS THAT HAVE BEEN IDLE FOR MORE THAN 1 YEAR

S.I. Gornak

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Hydraulic fracturing is one of the most effective ways to develop oil fields in the conditions of Western Siberia, which allows increasing the production well flow rate several times. Under the conditions of the Pokamasokoye field, hydraulic fracturing was carried out after a long inactivity of the wells; as a result, the flow rate of wells was on average from 9 to 15 tons per day.

Keywords: hydraulic fracturing, Pokamasovskoye field, watering

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

М.Н. Гришина

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: grishinamn1@tyuiu.ru

Среди гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов выделяют циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости и изменение направления фильтрационных потоков. Кроме того, возможно комплексное применение данных методов в зависимости от программы разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова: гидродинамические методы, заводнение, нефть, нефтяное месторождение

Гидродинамические методы применяются на третьей и четвертой стадиях разработки эксплуатационных объектов, они подразделяются на: изменение направления фильтрационных потоков; форсированный отбор жидкости, циклическое заводнение.

Совместное их применение следует определять как комбинированное нестационарное заводнение. Поскольку каждый из этих методов основан на нестационарной фильтрации жидкости.

1. *Изменение направления фильтрационных потоков* заключается в том, что на эксплуатационном объекте периодически изменяется закачка воды в нагнетательные скважины. На первом этапе работают одни нагнетательные скважины, другие не работают. На втором этапе закачка в эти скважины прекращается и переносится на другие. В результате происходит изменение направления фильтрационных потоков [5].

Физическая сущность процесса состоит в следующем: при обычном заводнении вследствие разницы коэффициентов подвижности нефти и воды, неустойчивости процесса вытеснения, неоднородности коллекторских свойств, в пласте образуются целики нефти, обойденные водой. При изменении фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки воды вдоль фронта вытеснения рекомендуется распределять пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности). Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, применения очагового заводнения перераспределения отборов и закачки между скважинами.

2. Форсированный отбор жидкости заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин. Сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем увеличения депрессий, следовательно, уменьшения забойного давления на добывающих скважинах, увеличения давления нагнетания. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, низкопроницаемые пропластки [5].

Условия применимости метода: обводненность продукции не менее 90–95% (начало завершающей стадии разработки); высокие коэффициенты продуктивности скважин вначале эксплуатации; при снижении забойного давления коллектор устойчив (не разрушается); давление нагнетания не должно превышать предел прочности породы; обсадная колонна исправна, отсутствуют перетоки воды из других горизонтов; пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна для применения ФОЖ. Для применения метода рекомен-

дуются предварительно собрать и проанализировать информацию об эксплуатации скважины, а именно: о дебитах жидкости и нефти, обводненности, забойных давлениях на добывающих и нагнетательных скважинах (следовательно, о коэффициентах продуктивности и приемистости), о составе солей в отбираемой воде (следовательно, о доле посторонней воды). Дебиты жидкости назначают по максимальному дебиту нефти каждой выбранной для применения метода скважины. При применении форсированного отбора жидкости необходимо сравнить различные варианты разработки нефтяных залежей с нефтью раз личной вязкости. Эти варианты различаются динамикой форсирования (увеличения) отбора жидкости при постоянном рациональном максимальном забойном давлении нагнетательных скважин и рациональном минимальном забойном давлении добывающих скважин [5].

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

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

Эффект от внедрения метода с неизменной технологией со временем падает, что выражается в постепенном приближении нестационарного процесса к стационарному. Поэтому в период применения циклического воздействия необходимо постоянно определять технологический эффект от мероприятия, и в случае его отсутствия оперативно внедрять другие модификации нестационарного заводнения. Варианты циклического заводнения следует выбирать после тщательного анализа выра-

ботки запасов нефти, дифференцированно для каждой зоны пласта. Они должны позволять изменять направление фильтрационных потоков таким образом, чтобы вовлечь в активную разработку запасы тупиковых и застойных зон. Оптимальный вариант также необходимо определять с учетом коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей [1, 4, 6-8].

Внедрение метода оптимально начинать в период, когда залежь полностью разбурена, достаточно хорошо изучено ее геологическое строение и сформирована система заводнения. Объект нестационарного заводнения должен обладать хорошо развитой системой ППД, позволяющей варьировать эксплуатацией фонда нагнетательных скважин. Значительную эффективность следует ожидать на залежах, разрабатываемых при малоинтенсивных системах заводнения, либо на естественном упруговодонапорном режиме. Используемая до начала применения метода внутриконтурная система ППД должна обладать некоторым резервом приемистости нагнетательных скважин или избыточным пластовым давлением, что позволит проводить воздействие без существенного снижения динамического уровня в добывающих скважинах [2, 3].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения», выполненный в 2008.
2. Гришина М.Н. Разработка программы применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 51-52.
3. Гришина М.Н. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи по объектам Восточно-Придорожного // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 68-69.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Придорожного месторождения. 2014.
5. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
6. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта. Баишев Б.Т., Батурин Ю.Е. М., 1987.
7. «Технологическая схема разработки Восточно-Придорожного месторождения, Верхне и Средне – Шапшинское месторождение», 2013.
8. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: «Недра», 1990. 186 с.

DEVELOPMENT OF THE PROGRAM OF HYDRODYNAMIC METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY

M. N. Grishina

Tyumen IU, Tyumen, Russia

Among the hydrodynamic methods of enhanced oil recovery, cyclical water flooding, forced fluid withdrawal and change in the direction of filtration flows are distinguished. In addition, it is possible to comprehensively apply these methods, depending on the oil field development program.

Keywords: hydrodynamic methods, waterflooding, oil, oil field

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г. Денисов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

Е-mail автора: denisovuig1@tyuiu.ru

В статье дается описание технологической необходимости проведения гидравлического разрыва пласта, цели и задачи данного метода. История применения данного метода в отечественной и зарубежной практике.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, добывающая скважина, нагнетательная скважина

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва [8].

Первые попытки интенсификации добычи нефти из нефтяных скважин были предприняты еще в 1890-х годах. В США, где добыча нефти в это время развивалась стремительными темпами, был успешно испытан метод стимулирования добычи из плотных пород с помощью нитроглицерина. Идея заключалась в том, чтобы взрывом нитроглицерина раздробить плотные породы в призабойной зоне скважины и обеспечить увеличение притока нефти к забою. Метод успешно применялся некоторое время, несмотря на свою очевидную опасность. Первый коммерчески успешный гидроразрыв пласта был осуществлен в 1949 году в США, после чего их количество стало резко возрастать. К середине 50-х годов количество проводимых ГРП достигло 3000 в год. В 1988 году общее количество проведенных ГРП перевалило за 1 миллион операций, и это только в США [9].

В отечественной практике метод ГРП начали применять с 1952. Пик применения метода был достигнут в 1959 г., после чего количество операций снизилось, а затем эта практика и вовсе прекратилась. С начала 1970-х и до конца 1980-х ГРП в отечественной нефтедобыче в промышленных масштабах не проводились. В связи с вводом в разра-

ботку крупных нефтяных месторождений Западной Сибири потребность в интенсификации добычи по просту отпала [9].

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи: а) создание трещины; б) удержание трещины в раскрытом состоянии; в) удаление жидкости разрыва; г) повышение продуктивности пласта [8].

Трещина создается путем закачки жидкости подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощения пластом [8].

Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина. Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей. Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей [8].

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности. Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности.

2. Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости [8].

Нарушение проницаемости продуктивного пласта – важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет [8].

Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5-13%. Для обращен-

ной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине сторон элемента, составляет менее 5%. Для трехрядной системы обработка всех добывающих 172 скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат [1-4].

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

Влияние ориентации трещин на обводненность после ГРП оказывается наиболее существенным при рядных системах расстановки скважин и в краевых зонах пласта. В этих случаях ориентация трещин является важным фактором, определяющим долю воды в продукции скважин после ГРП. Возможны как резкое падение, так и быстрый рост обводненности. Время, в течение которого затем восстанавливается первоначальное значение, может быть сопоставимо с продолжительностью эффекта ГРП. Если трещина ориентирована параллельно нагнетательному ряду или водонефтяному разделу, то гидроразрыв приведет к замедлению роста обводненности или даже к значительному снижению этого показателя. В данном случае эффективность ГРП даже в обводненных скважинах может оказаться достаточно высокой. Если трещина ортогональна водонефтяной границе или нагнетательному ряду, то эффект ГРП может оказаться отрицательным. В случае благоприятной ориентации трещин целесообразно проведение повторных ГРП для получения дополнительного эффекта [5-7].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Урьевского месторождения», выполненный в 2015.
2. Денисов Ю.Г. Основные аспекты применения технологий увеличения нефтеотдачи углеводородов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 69-70.
3. Денисов Ю.Г. Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 73-74.
4. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
5. «Дополнение к технологической схеме разработки Урьевского месторождения», 2015.
6. Михайлов Н.Н. Остаточнонефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 1992. С. 270.
7. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
8. <http://oilloot.ru/94-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp>
9. http://trustneft.ru/articles/Fracking_or_Hydraulic_fracturing_Technology_History_Equipment/

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

Iu.G. Denisov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The article describes the technological need for hydraulic fracturing, the goals and objectives of this method. History of application of this method in domestic and foreign practice.

Keywords: enhanced oil recovery, hydraulic fracturing, production well, injection well

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

А.Ю. Кирюшин

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Kiriushinaiu1@tyuiu.ru

При разработке нефтяных месторождений часто сталкиваются с проблемой загрязнения призабойной зоны пласта, как результат происходит снижение уровней добычи нефти, увеличиваются расходы, связанные с процессом разработки. Для улучшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта производят обработку различными методами, описанными в данной статье.

Ключевые слова: кислотная обработка, нефтяное месторождение, водный раствор, обработка призабойной зоны пласта

Обработка призабойной зоны пласта ОПЗП проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Выбор способа ОПЗП осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта - коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП. ОПЗП проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями [8].

Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗП с учетом технико-экономической оценки их эффективности [8].

1-кратное и многократное воздействие на ПЗП производят в следующих случаях: в однородных пластах, не разделенных перемычками, толщиной

до 10 м; при коэффициенте охвата отбором (нагнетанием) свыше 0,5 производят однократное воздействие; в случаях, когда отбором (нагнетанием) охвачены не все пропластки и коэффициент охвата менее 0,5, осуществляют многократное (поинтервальное) воздействие с использованием временно блокирующих (изолирующих) материалов или обору- дования [8].

Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗП обязательно и включает в своем составе: обеспечение необходимым оборудованием и инструментом; подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке.

В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗП, например, оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования. После проведения ОПЗП исследуют скважины методами установившихся и неустановившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗП [8].

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции: кислотные ванны; промывку пеной или раствором ПАВ; гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений); циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов; многоцикловую очистку с применением пенных систем; воздействие на ПЗП с использованием гидроимпульсного насоса; ОПЗП с применением самогенерирующихся пенных систем (СГПС); воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.) [8].

Поставленная цель достигается тем, что в способ обработки призабойной зоны скважины, включающем последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислотой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с коагулирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне, перед закачкой технологических растворов блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной закачки с заданным давлением (в зависимости от проницаемостей и соотношения проницаемостей различных пропластков продуктивного пласта) и расходом (в зависимости от радиуса зоны коагуляции для пропластков различной проницаемости) обратной углеводородной эмульсии, водоизолирующего материала (который преимущественно попадает в высокопроницаемые обводненные пропластки) и взаимного органического растворителя [1, 3, 6, 7].

Затем закачивают технологические растворы с заданным давлением и расходом, причем в раствор кислоты добавляют гидросульфат щелочного металла; в качестве нейтральной среды используют взаимный органический растворитель, а щелочной раствор задавливают в пласт заданным объемом углеводородного растворителя, после чего проводят технологическую выдержку, удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава [2, 4, 5].

Данный способ может иметь несколько частных технических решений, например. В углеводородной эмульсии внутренней фазой является водный раствор гидросульфата щелочного металла, причем в качестве гидросульфата щелочного металла может применяться гидросульфат натрия или калия.

В качестве внешней фазы обратной углеводородной эмульсии используют углеводородные растворители, например такие как: дизтопливо или нефрас, или нефтяной сольвент, или газоконденсат.

Закачивают в пласт кислотный раствор в объеме, равном объему пор обрабатываемой низкопроницаемой части заглинизированной призабойной зоны, которую определяют по результатам гидродинамических исследований и/или профилю притока или приемистости.

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Кирюшин А.Ю. Особенности применения обработки призабойной зоны пласта // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 70-71.
5. Кирюшин А.Ю. Анализ эффективности бурения боковых стволов на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 55-56.
6. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
7. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.
8. <https://neftegaz.ru/science/view/1143-Obrabotka-prizaboynoy-zony-plasta-OPZ>

FEATURES OF THE TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

A.Iu. Kiryushin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

In the development of oil fields often face the problem of contamination of the bottomhole formation zone, as a result, there is a decrease in the levels of oil production, increasing costs associated with the development process. To improve the reservoir properties of the bottomhole formation zone, they are processed by various methods described in this article.

Keywords: acid treatment, oil field, aqueous solution, bottomhole formation zone treatment

ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.Г. Денисов

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: denisovuig1@tyuiu.ru

Ачимовская толща и юрские отложения – одни из основных объектов разработки на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В условиях разработки Урьевского месторождения на данных объектах использовалась резка боковых стволов, как один из наиболее эффективных методов увеличения притока нефти.

Ключевые слова: боковые стволы, гидроразрыв пласта, ачимовская толща, юрские отложения, обводненность

Основными объектами разработки на территории Урьевского месторождения являются пласты ЮВ₁ – верхняя юра, объекты БВ₆ и БВ₁₀ – ачимовская толща. Наиболее эффективным для данных объектов принято считать методы ГРП, МГРП, резку боковых стволов.

Ачимовские пласты представляют собой песчано-глинистые отложения глубоководного генезиса, приуроченные к фондоформенной части клиноциклита неокомского возраста. Несмотря на то, что история изучения геологии ачимовской толщи насчитывает несколько десятков лет, объем выработки запасов этих отложений не достигает даже 10%, а число лицензионных объектов, на которых ачимовские пласты введены в промышленную разработку, составляет единицы. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и высоким коэффициентом водонасыщенности [2].

По результатам многочисленных палеонтологических и специальных исследований керн с высокой степенью уверенности установлено, что время формирования ачимовской толщи соответствует стратиграфическому диапазону от берриаса на востоке до нижнего готерива на западе. Данный временной интервал характеризуется преобладанием в неокомском палеобассейне Западной Сибири глубоководных обстановок осадконакопления. Согласно литологическим, палеогеографическим критериям и морфологическим особенностям сейсмических отражений клиноформенные отложения в региональном плане можно разделить на три части восточную (мелководную), центральную (более глубоководную) и западную (клиноформы восточного падения). Сложность и слабая прогнозируемость процессов формирования коллекторов ачимовских отложений, связанная с глубоководными условиями, гравитационными механизмами и прерывисто-

стью накопления, обусловлены их сложным геологическим строением [2].

Одной из главных неопределенностей, характеризующих сложность строения ачимовской толщи, является распространение коллектора по площади и разрезу. Отложениям свойственна низкая вертикальная и латеральная связность коллектора, зависящая от фациальной принадлежности (дистальная/проксимальная часть конуса выноса, вершина конуса, подводящий канал) [2].

По объекту БВ₆ боковой ствол № 1896У пробурен на отдельной, к тому времени неразрабатываемой, залежи (р-н скв. № 658). В эксплуатацию скважина введена с дебитом нефти 2,2 т/сут и обводненностью 96,4%. Высокая начальная обводненность продукции обусловлена активной подошвенной водой. Боковой ствол № 1771Н пробурен на Урьевской залежи. В эксплуатацию скважина введена с дебитом нефти 4,4 т/сут, дебитом жидкости 28,7 т/сут и обводненностью 84,7%. На 01.01.2016 г. боковые стволы объекта отобрали 8,1 тыс. т нефти и 181,4 тыс. т жидкости. Текущие средние дебиты по скважинам: по нефти – 2,2 т/сут, жидкости – 40,5 т/сут.

По объекту БВ₁₀ боковой ствол № 4108Н был пробурен на объект в январе 2012 года. Входной дебит нефти – 13,1 т/сут, обводненность – 39,3%. В мае 2008 г. скважину перевели с ЭЦН на ШГН, после чего дебит нефти снизился с 11,3 т/сут до 4,0 т/сут, обводненность так же снизилась с 11,5% до 4%. В октябре 2011 г. выполнена комплексная обработка ПЗ скважины («Гелий») и ОРР (ШГН заменён на ЭЦН). После проведения мероприятий дебиты увеличились: по нефти с 5,6 т/сут до 20 т/сут, по жидкости с 6 т/сут до 34 т/сут. На 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти БС – 6,3 тыс. т. дебит нефти – 29,2 т/сут, обводненность – 3,6%.

В ноябре 2013 г. был пробурен боковой ствол 2841Н. Входной дебит нефти составил 2,8 т/сут при обводненности 95,4% (боковой ствол проведён в промытую обводненную зону отбора скважины № 2841, обводненность – 97,6 %). В феврале 2010 года работа скважины была остановлена и переведена в пьезометрическую, по причине обводнения и малого дебита нефти. На момент остановки дебит нефти – 0,4 т/сут, дебит жидкости – 68,4 т/сут, обводненность – 99,4%. На 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти БС – 0,2 тыс. т [1, 3-5].

Ачимовская толща разбуривается боковыми стволами (все скважины введены с ГРП) по обращенной семиточечной системе. За последние шесть лет на объект пробурено 57 боковых стволов. Средний входной дебит нефти составил 19 т/сут, дебит жидкости 38,9, при обводненности 50,7 %. В октябре-ноябре 2015 г. пробурены и введены в промышленную эксплуатацию два боковых ствола №4014Н, 5262Н с применением ГРП. Скважины запущены с близкими входными показателями: дебит нефти – 21,8 т/сут и 20,8 т/сут, дебит жидкости – 30,7 т/сут и

33,9 т/сут соответственно. На 01.01.2016 г. скважины объекта работают со средним дебитом нефти 7,9 т/сут при обводненности 80,7%. Снижение дебитов жидкости происходит из-за ухудшения энергетического состояния залежи, связанного с запаздыванием освоения системы ППД. Накопленная добыча нефти составила 466,3 тыс. т.

Верхнеюрские отложения разделяются на три пласта: ЮВ1¹, ЮВ1², ЮВ1³.

Пласт ЮВ1¹ в разрезе скважин, в основном, представлен плотными породами (70%). Песчаные тела (мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты) в виде линз и полулинз различного размера развиты в центральной части площади и тянутся извилистой полосой с севера на юг. В пределах площади установлены 7 пластово-сводовых, литологически экранированных залежей нефти. Тип залежи структурно-литологический [9].

Пласт ЮВ1² представлен монолитными средне-, мелкозернистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, чередующимися с прослоями аргиллитов и их известковистыми разностями. Тип залежи пластово-сводовая [9].

Пласт ЮВ1³ характеризуется сложным строением коллекторов и представлен переслаиванием средне-, мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Пласт по площади и разрезу невыдержан и часто замещается плотными породами. Тип залежи структурно-литологический [9].

По объекту ЮВ1 бурение боковых стволов на объект было начато с 2010 г. Всего пробурено 31 БС: 3 БС в 2010 г., 2 БС в 2011, 7 в 2012 г., 9 в 2013 и 14 в 2015 году, 3 в 2015 г. Боковой ствол 763Н, пробуренный в 2011 г., не был запущен в эксплуатацию по техническим причинам. Средний входной дебит нефти составил 13,6 т/сут, дебит жидкости 29,0 т/сут, обводненность – 53,2%. На дату анализа скважины работают со средним дебитом нефти 7,3 т/сут при обводненности 80,4%. Накопленная добыча нефти составила 194,1 тыс. т [6-8].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией проектных решений Дополнения к технологической схеме разработки Урьевского месторождения», выполненный в 2015.
2. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // <http://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/2237/35944/>
3. Денисов Ю.Г. Основные аспекты применения технологий увеличения нефтеотдачи углеводородов // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 69-70.
4. Денисов Ю.Г. Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 73-74.
5. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988.
6. «Дополнение к технологической схеме разработки Урьевского месторождения», 2015.
7. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 1992. С. 270.
8. «Технологическая схема разработки Урьевского месторождения, утвержденный ЦКР Роснедра (прот. №5334 от 29.12.2011 г.).

9. https://vuzlit.ru/394694/geologicheskaya_harakteristika_hohryakovskogo_mestorozhdeniya

SIDETRACKING AT THE URYEVSKOYE FIELD

Iu.G. Denisov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Achimov formation and the Jurassic sediments are one of the main development sites on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra. Under the conditions of the development of the Uryevskoye field at these facilities, sidetracking was used as one of the most effective methods for increasing the flow of oil.

Keywords: lateral trunks, hydraulic fracturing, Achimov strata, Jurassic sediments, water cut

К ВОПРОСУ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГТМ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.С. Лесняк

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Lesnyakms1@tyuiu.ru

Муравленковское месторождение разрабатывается с 1982 года, на сегодня эксплуатируется с комплексом ГТМ: различные виды физико-химических обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ), гидроразрыв пласта, перфорационные работы, переводы скважин на другой горизонт, выравнивание профилей приемистости с использованием различных составов, нестационарное заводнение.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, Муравленковское месторождение, нефть, повышение нефтеотдачи, интенсификация добычи

Муравленковское месторождение находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 140 км к северу от г. Ноябрьска и в 32 км к северу от г. Муравленко. Текущие извлекаемые запасы нефти категории А+В1+В2 на 01.01.17 г. составляют 21 460 тыс. тонн. Текущие извлекаемые запасы природного газа категории А+В1+В2 на 01.01.17 г. – 43 156 млн куб. м. Эксплуатируются четыре объекта: газовый ПК1, нефтяные БС101, БС102, БС11. Месторождение находится в промышленной разработке [8].

Повторная интерпретация исходных материалов каротажа, полученных при бурении в 1980х гг, проводится уже с использованием современных методов и с учетом опыта и знаний, накопленных в процессе длительной разработки конкретного месторождения. При переинтерпретации уточняются фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также характер насыщения.

В результате проведенной работы на Муравленковском месторождении были выделены нефтеносные пропластки, которые находятся выше ос-

новых объектов разработки. Испытания выделенных интервалов пластов позволила вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы нефти. Операция проводилась силами бригад капитального и подземного ремонта скважин, что, в отличие от других геолого-технических мероприятий, не требует больших затрат [9].

Первые результаты, заключающиеся в увеличении суточного дебита скважины, были получены в конце февраля 2017 г. В марте 2017 г. новый способ был применен еще на ряде скважин на Муравленковском месторождении. В настоящее время дополнительная добыча по данным скважинам составляет около 200 т/сутки нефти - очень хороший результат для месторождения. К тому же обводненность продукции из скважин, которые были вскрыты, оказались значительно ниже средней по месторождению. В настоящее время Газпромнефть-Муравленко анализирует весь эксплуатационный фонд месторождения и подбирает скважины, в которых можно выполнить аналогичную операцию. По предварительным данным, таких скважин на Муравленковском месторождении насчитывается около 30 [9].

Всего за период 2011-2015 гг. проведено 1919 геолого-технических мероприятий. Доля дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ составляет 12% общей добычи по месторождению или 527,5 тыс. тонн нефти из 4462,6 тыс. тонн нефти, добытой в целом по месторождению за данный период. Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин. Всего за период с 2006 по 2010 гг. на Муравленковском месторождении было выполнено 26 ГРП [1-5].

Эффективность использования горизонтальных скважин связана как с особенностями геологического строения месторождений, так и траекторией проводки стволов ГС в пределах продуктивного пласта. При проектировании и проводке стволов ГС проводится тщательный анализ геолого - промышленных данных и системы поддержания пластового давления участка, а также обязательное проведение полномасштабных гидродинамических и геофизических исследований [6-7].

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

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

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ -Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Лесняк М.С. К вопросу применения нестационарного заводнения на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 71-72.
5. Лесняк М.С. К вопросу проведения комплекса ГТМ на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 56-57.
6. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
7. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.
8. <http://mn.gazprom-neft.ru/business/about/>
9. <https://neftegaz.ru/news/view/160903-Pereinterpretatsiya-staryh-geofizicheskikh-dannyh-pozvolila-Gazpromneft-Muravlenko-uvlechit-dobychu-na-zrelom-mestorozhdenii>

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

M.S. Lesniak

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Muravlenkovskoye field has been developed since 1982, it is currently in operation with a complex of geological and engineering measures: various types of physical and chemical treatments in the bottomhole formation zone, hydraulic fracturing, perforation works, transfer of wells to another horizon, injectivity profile alignment using different compositions, unsteady flooding.

Keywords: geological and technical measures, Muravlenkovskoye field, oil, enhanced oil recovery, production intensification

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ НА МУРАВЛЕНКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Ю. Кирюшин

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: Kiriushinaiu1@tyuiu.ru

Одним из основных объектов разработки Муравленковского месторождения на сегодня является пласт БС₁₁. С целью повышения уровней добычи в процессе разработки применяется резка боковых стволов. Суммарная дополнительная добыча за счет использования данного метода интенсификации добычи составила за период с 2013 по 2015 год 14,47 тыс. т.

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

Муравленковское месторождение расположено в северной части Сургутского свода, в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Месторождение приурочено к водоразделу рек Пурпе и Пякупур. В орографическом отношении район представляет собой озерно-аллювиальную равнину, заболоченную и залесенную, изрезанную сетью долин многочисленных притоков рек Пурпе и Пякупур. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +80 м на севере до +110 м на юге над уровнем моря. Климат района – резко-континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким летом. Температура января падает до минус 55°C, в летнее месяцы достигает +37°C. Общее количество осадков в год достигает 350-500 мм. Глубина снежного покрова до 1 м. Максимальная глубина промерзания грунта на открытых участках 3 м. В районе месторождения наблюдается развитие многолетнемерзлых пород, кровля которых залегает на глубине 190-217 м. Толщина их достигает 125-170 м [8].

Основными объектами разработки на Муравленковском месторождении являются пласты БС-11 и 1БС-10, разрабатываемые отдельными сетками скважин. Пласт представлен чередованием песчано-алеувралитовых разновидностей пород с глинистыми разделами и имеет довольно сложное строение. С целью уточнения модели пласта и распространения коллекторов была проведена детальная корреляция разрезов скважин по линиям эксплуатационных и нагнетательных рядов по всему месторождению, построены геолого-стратиграфические разрезы по отдельным участкам залежи. По данным профилей выравнивания в разрезе пласта БС-11, имеющего общую толщину от 11 до 39 м, можно выделить три зональных интервала, отделяемые друг от друга выдержанными глинистыми разделами. Верхний – толщиной 6-14 м, представленный 1-2 песчаными прослоями, характеризующийся высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Разлит повсеместно. Раздел с нижележащим составляет 0-4 м. Средний зональный интервал представлен довольно монолитным песчаным прослоем, составляющим от 0 до 20 м. Разлит преимущественно в западной части залежи, обладает высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Границу между средним и нижним зональными интервалами можно считать скорее литологической, нежели стратиграфической. Нижний зональный интервал представлен коллекторами как расчлененными по разрезу, так и невыдержанными по площади. Характер распространения нефтенасыщенных коллекторов невыдержан, как по площади, так и по разрезу нижнего зонального интервала. Низкие емкостно-фильтрационные свойства этих коллекторов не позволяют вовлечь их в активную разработку и, по-видимому, его следует отнести к пассивным. Наиболее распространены такие линзо-

видные коллектора в южной и восточной частях залежи пласта БС-11 [8].

Пласт БС-11 имеет толщину от 10 до 39 м и уменьшается с севера на юг. В этом же направлении уменьшается и эффективная толщина. На геолого-стратиграфических разрезах, построенных для различных частей месторождения, отмечается снижение емкостно-фильтрационных свойств от кровли пласта к подошве – проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, относительной песчаности. Среднее значение проницаемости по пласту БС-11 по данным ГИС – 33,5 мД. Залежь нефти БС-11 на Муравленковском месторождении разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения, как промышленного метода поддержания пластового давления. В качестве вытесняющего агента используются вода, пресная и подтоварная [8].

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

До выполнения зарезки скважина работала нестабильно, простаивала значительные периоды времени. В феврале 2005 г. произведен ГРП, эффект от которого продолжался всего 1 год, в течение которого дебит жидкости снова снизился до 3 т/сут. Попытка реанимировать работу скважины в 2009 оказалась неудачной [3, 4].

После зарезки бокового ствола входной дебит жидкости составил 63 т/сут, нефти – 30,4 т/сут, обводненность – 47,5%. В соседних скважинах на дату зарезки в среднем обводненность составляла 95,2%, дебит по нефти – 4,2 т/сут. Суммарная дополнительная добыча от ЗБС за 2013-2015 гг. составляет 14,47 тыс. т. Доля дополнительной добычи нефти от ЗБС в общем объеме дополнительной добычи от ГТМ за период 2011-2015 гг. составляет 2,7%

По состоянию на 1.1.2016 г. технологические показатели скв. № 438 следующие: дебит нефти 10,4 т/сут, дебит жидкости 27,4 т/сут, обводненность – 61,8%.

Анализ эффективности ЗБС на пласте БС₁₁ Муравленковского месторождения, а также накопленный опыт бурения боковых стволов на соседних месторождениях позволяют прогнозировать достаточно высокую эффективность бурения боковых стволов. Учитывая, что остаточные запасы сосредоточены в межскважинном пространстве и в краевых зонах объекта, зарезки вторых стволов необходимо ориентировать в эти зоны [1, 2, 5-7].

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

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Дополнения к проекту разработки Муравленковского нефтегазового месторождения», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ», Москва, 2013.
2. «Дополнение к проекту разработки Муравленковского месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ -Тюмень, 2013.
3. Иванихин В.В. Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, М., 1987.
4. Кирюшин А.Ю. Особенности применения обработки призабойной зоны пласта // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 70-71.
5. Кирюшин А.Ю. Анализ эффективности бурения боковых стволов на Муравленковском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 55-56.
6. «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа и ТЭО КИН Муравленковского газонефтяного месторождения», ООО «Газпромнефть НТЦ», СПБ-Тюмень, 2012.
7. «Проект разработки Муравленковского нефтегазового месторождения, ОАО «Газпром нефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «ВНИИнефть», ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», Москва-Тюмень, 2013.
8. <https://studfiles.net/preview/2180499/>

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF DRILLING SIDETRACKS IN THE MURAVLENKOVSKOYE FIELD

A.Iu. Kiriushin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

One of the main development sites of the Muravlenkovskoye field today is BS11. In order to increase production levels during the development process, sidetracking is applied. The total additional production due to the use of this method of production intensification amounted to 14.47 thousand tons for the period from 2013 to 2015.

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

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

С.А. Сорокин

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: sorokinsa1@tyuiu.ru

Методы повышения нефтеотдачи – вторичные и третичные способы разработки залежи нефти, которые часто используются на завершающих стадиях разработки, а так же при вводе в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

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

Методы повышения нефтеотдачи делятся на две категории: методы увеличения нефтеотдачи и методы интенсификации притока.

По своим свойствам методы увеличения нефтеотдачи можно разделить на группы: первая повышает коэффициент вытеснения нефти водой; вторая – увеличивает коэффициент охвата пласта заводнением, и третья группа увеличивает оба коэффициента, а значит КИН в целом. В отличие от методов ин-

тенсификации притока, методы увеличения нефтеотдачи воздействуют на объект разработки или его часть, тем самым позволяют вовлечь в разработку остаточные, не извлеченные запасы нефти, которые при запроектированной системе заводнения добыть не удастся. Практика показала, что применение МУН дороже применения обычного заводнения в несколько раз, поэтому рентабельность их применения зависит от стоимости добываемой нефти [6].

К методам увеличения нефтеотдачи относят:

– физико-химические методы – применение водных растворов: активных примесей (поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, мицеллярных растворов, щелочей, кислот), изменение или выравнивание профилей приемистости (ВПП);

– гидродинамические методы – циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости (ФОЖ), комбинированное нестационарное заводнение;

– газовые методы – вытеснение нефти газом высокого давления, водогазовое воздействие [6]. Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов. Среди тепловых или термических методов разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды [4, 5];

– тепловые, термические методы – вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), внутрипластовое горение;

– другие методы – уплотнение сетки скважин, переход от одной системы разработки к другой (очаговое, избирательное заводнение, создание блочно-замкнутой системы), гидроразрыв пласта (ГРП), размещение и эксплуатация боковых и горизонтальных стволов; микробиологические, волновые, электромагнитные методы [1-3, 7, 8].

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

– снижение межфазного натяжения на границе нефть вытесняющий агент;

– снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или уменьшения подвижности вытесняющего агента);

– перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газа с целью консолидации запасов нефти.

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

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является

правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта. Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных физических свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований, анализа технико-экономических показателей применения метода. Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

Геолого-физические: свойства пластовых жидкостей, глубина и условия залегания нефтенасыщенного пласта, ФЕС и особенностей нефтесодержащего коллектора, насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями;

Технологические: размер оторочки заводнения, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания, выбор режима эксплуатации добывающих скважин.

Материально-технические: обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства.

Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические критерии зависят от геолого-физических и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, и определяют возможность выполнения технологических критериев.

Методы интенсификации притока представляют собой технологии, увеличивающие приток флюида к забою добывающей скважины. При вскрытии пласта призабойная зона пласта (ПЗП), как правило, теряет свои первоначальные ФЕС. Нарушается структура порового пространства, происходит коагуляция поровых каналов, наблюдается вынос механических примесей. При длительной эксплуатации скважины за счет смешивания неодинаковых по составу пластовых и закачиваемых вод происходит солеотложение непосредственно в ПЗП, за счет падения забойного давления происходит изменение напряженно-деформируемого состояния ПЗП, что также приводит к ухудшению ФЕС. К методам интенсификации притока относятся: повторная перфорация, долбелы ранее не вскрытых нефтенасыщенных прослоев (пропластков), солянокислотная обработка (СКО) ПЗП, глиноукислотная обработка (ГКО) ПЗП, термоукислотная обработка, термогазохимическое воздействие (ТГХВ), гидрорескоструйная перфорация, обработка призабойной зоны составами ПАВ, электрогидравлическое и акустическое воздействия на ПЗП, пароциклическая обработка ПЗП [6].

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения»

- составлен ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4202 от 26.12.2013 г.).
2. Бадьянов В.А. Методика прогнозирования коэффициента охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. НТС «Нефть и газ Тюмени». 1971. № 19. С. 38-42.
3. Баишев Б.Т., Нсайчев В.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М. Недра, 1978.
4. «Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения» выполненное ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4532 от 18.12.2015 г.).
5. «Проект разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения» составлен ТФ ООО КогалымНИПИнефть и утвержден (протокол ЦКР № 3320 от 23.12.2012 г.).
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
7. Сорокин С.А. Классификация методов повышения нефтеотдачи // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 51.
8. Сорокин С.А. Оценка эффективности проведения ГРП по объектам Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 61-62.

CLASSIFICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

S.A. Sorokin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Methods of enhanced oil recovery are secondary and tertiary methods of oil reservoir development, which are often used at the final stages of development, as well as when commissioning fields with hard-to-recover oil reserves.

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

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

Г.В. Талипова

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: talipovagv1@tyuiu.ru

В статье представлен анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ на Южно-Ягунском месторождении, к которым относятся: бурение боковых стволов, проведение гидравлического разрыва пласта, перфорационные методы, ремонтно-изоляционные работы, обработка призабойной зоны пласта ОПЗ химическими и физическими методами, физико-химического воздействие через нагнетательные скважины, гидродинамические методы.

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

Южно-Ягунское месторождение было открыто в 1978 году. Освоение началось в 1982 году. Оператором Южно-Ягунского месторождения является российская нефтяная компания Лукойл [8].

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании Уточненного проекта разра-

ботки (протокол ЦКР №3320 от 23.12.2010 г.), технологические показатели скорректированы в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ЦКР Роснедра №4202 от 26.12.2013 г.) и уточнены в Авторском надзоре за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения (протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ХМАО-Югре №1110 от 23.12.2014 г.). Данными документами, для достижения проектных уровней добычи нефти в период 2011-2015 гг., было запланировано проведение комплекса ГТМ [1, 7].

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений. Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно. Все ГТМ, проведенные на месторождении подлежат учету. По каждому ГТМ прослеживается прирост дебита нефти, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта (форма для расчета доп. добычи от ГТМ) [9].

Кроме того, все ГТМ, проводимые на скважинах, оцениваются с точки зрения их экономической эффективности. Как правило, каждый вид ГТМ выделяют в отдельный инвестиционный проект. Это позволяет оценить экономическую эффективность каждого вида ГТМ в отдельности и сравнить ее затем с другими видами. Менее эффективные инвестиционные проекты при этом можно отложить и перераспределить средства в пользу более эффективных. Экономическая оценка инвестиционных проектов производится с использованием следующих основных показателей эффективности: дисконтированный поток наличности (NPV); индекс доходности (PI); период окупаемости капитальных вложений; внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR); дисконтированный доход [9].

На Южно-Ягунском месторождении на период с 2011 по 2014 год было запланировано проведение 1455 методов повышения нефтеотдачи пластов (МУН), интенсификации и регулирования процесса разработки: бурение боковых стволов – 7 скважин; проведение ГРП – 136 скв.-опер.; физико-химическое воздействие в нагнетательных скважинах – 347 скв.-опер.; перфорационные методы – 208 скв.-опер.; обработка призабойной зоны добывающих скважин – 336 скв.-опер.; переводы на другой объект – 50 скв.-опер.; ВИР и РИР – 200 скв.-опер.; гидродинамические методы – 171 скв.-опер [1-5].

От проведения ГТМ планировалось получить 1149,0 тыс. т. дополнительной годовой добычи нефти, в том числе за счет: бурение боковых стволов – 22,3 тыс. т; проведения гидравлического разрыва пласта – 224,3 тыс. т; перфорационных методов – 143,8 тыс. т; переводы на другой объект – 29,0 тыс. т; программы по регулированию разработки (в целом) – 322,0 тыс. т, в т.ч.: ВИР и РИР – 151,7 тыс. т; ОПЗ скважин химическими и физическими методами – 170,3 тыс. т; физико-химического воздействия через нагнетательные скважины – 271,4 тыс. т; гидродинамические методы – 136,2 тыс. т.

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

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

Дополнительная переходящая добыча нефти от проведения ГТМ по годам за рассматриваемый период составила 4436,4 тыс. т., в том числе за счет: бурения боковых стволов – 78,5 тыс. т; гидравлического разрыва пласта – 2022,3 тыс. т; перфорационных методов – 717,5 тыс. т; программы по регулированию разработки (в целом) – 697,3 тыс. т, в т.ч.: ВИР и РИР – 48,6 тыс. т; оптимизация режимов работы скважин – 357,0 тыс. т; ОПЗ – 291,7 тыс. т; ФХВ через нагнетательные скважины – 519,8 тыс. т; гидродинамические методы – 241,0 тыс. т; переводы с других объектов – 140,9 тыс. т; ликвидации аварий – 8,8 тыс. т; прочие ГТМ – 10,3 тыс. т.

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

Эффективность по нефти на долю проведенной скважино-операции по факту оказалась ниже ожидаемой по ФХ МУН – 680 т против 780 т ожидаемой, по мероприятиям ОПЗ – 310 т против 510 т

ожидаемой, по ремонтно-изоляционным работам – 450 т. против 760 т. ожидаемой, по гидродинамическим методам – 730 т на одну скважину - операцию против 800 т. ожидаемой, и бурению боковых стволов – 1750 т. на одну скважинно-операцию против 3190 т. ожидаемой [6-7].

Литература:

1. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО Лукойл Западная Сибирь», 2014.
2. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: «Недра», 2003г.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения. 2015.
4. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского место рождения.
5. Талипова Г.В. Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 58-59.
6. Талипова Г.В. К вопросу эффективности проведения резки боковых стволов на скважинах Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 62-63.
7. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения». ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014.
8. <http://oilgasinform.ru/science/fields/yuzhnoyagunskoe/>
9. <http://vseonefti.ru/upstream/chto-takoe-GTM.html>

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

G.V. Talipova

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

This article presents an analysis of the technological efficiency of the application of a complex of geological and technical measures at the South-Yagunskoye field, which include: drilling lateral shafts, conducting hydraulic fracturing, perforating methods, repair and insulation works, processing bottom-hole formation zone chemical and physical methods, physical and chemical effects through injection wells, hydrodynamic methods.

Keywords: geological and technical measures, enhanced oil recovery, oil field, production well, injection well

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС₄₋₅ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

A.P. Usmanov

Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия

E-mail автора: usmanovar1@tyuiu.ru

Приразломное месторождение характеризуется сложным строением, представлено пластами А¹₁₁, А²₁₁, БС₁, БС¹₅, ачимовской толщи и горизонта БС₄₋₅. Горизонт БС₄₋₅ является основным продуктивным горизонтом Приразломного месторождения, запасы относятся к категории трудноизвлекаемых.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, ачимовская толща, Приразломное месторождение, нефть

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

Приразломное нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности. Приразломная площадь является западным участком группы Салымских месторождений. Поисковое бурение на Приразломной площади ведется с 1981 г. Площадь приурочена к малоамплитудным локальным поднятиям Салымской структуры III порядка. В 1982 г. в результате испытания пласта БС₄₋₅ из скважины 154 на Приразломной площади был получен фонтан нефти дебитом 4,8 м³/сут. на 2 мм штуцере. В разработку месторождение было введено в 1986 г. и разрабатывается НГДУ Правдинскнефть. Размеры залежи значительны и составляют 55,4 x 25-31 км. Высота 182 м. По типу залежь литологически ограниченная. В геологическом строении разреза месторождения принимают участие породы складчатого палеозойского фундамента и терригенные песчано - глинистые отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. В составе юрских отложений рассматриваемого района выделяются осадки всех трех отделов: нижнего, среднего и верхнего, объединяющихся в тюменскую свиту [8].

Нефтеносность Приразломного месторождения приурочена к пластам: А¹₁₁, А²₁₁, БС₁, БС¹₅, ачимовской толщи и пласту Ю0 (бажен). Основные запасы нефти содержатся в пласте БС₄₋₅ (97%). На Приразломной площади по горизонту БС₄₋₅ выделяются 2 залежи: Приразломная и залежь в районе скважины 191. На Приразломной площади пласт БС₄ сливается с нижележащими образуя нефтеносный горизонт БС₄₋₅, который характеризуется значительными эффективными толщинами. Максимальная эффективная толщина вскрыта в скважине 222 и составляет 21,8 м. Промышленная продуктивность горизонта БС₄₋₅ испытанием в 14 скважинах, 13 из которых дали притоки нефти дебитом от 2,1 м³/с до 48 м³/с через 6 мм диаметр. ВНК этой залежи не вскрыт, несмотря на то, что на ее площади пробурено 22 разведочные скважины. Увеличение общей мощности на Приразломной площади происходит в северо-западном направлении, доходя до 50 м.

Продуктивный пласт БС₄₋₅ имеет довольно сложное строение и представляет собой совокупность песчаных прослоев БС₄₁, БС₄₂, БС₅₁, БС₅₂, образующих единую гидродинамическую систему, характеризующуюся наибольшим коэффициентом расчлененности по сравнению с другими пластами БС. Значительную роль в суммарной эффективной толщине играют пропластки от 0,4 до 1 м [8].

Увеличение общей мощности, на Приразломной площади происходит в северо-западном направле-

нии, доходя до 50 м. Характер изменения коэффициента песчаности почти полностью соответствуют сводовым участкам, а увеличение – наиболее погруженным. ВНК залежи не вскрыт, и принят условно на отметке, соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка – 2549 м. Залежь литологически ограниченная. Пористость коллекторов изменяется от 17,5 до 21,1%, среднее – 17,6%. Проницаемость колеблется от 0,7 до 199 мД, среднее 15,6 мД. Среднее значение водоудерживающей способности – 46,4%. Нефть пласта БС4-5 малосернистая (0,8%), парафинистая (3,1%), смолистая (5,6%). Выход фракций до 3000С – 44,3%. Температура застывания нефти – 120 С. Вязкость в пластовых условиях 1,33 мПа*с, плотность – 773 кг/м³. Начальное пластовое давление – 25,8 МПа. Газовый фактор – 68 м³/т. Пластовая температура - 960 С [8].

Пласты группы АС на Приразломном месторождении приурочены к песчаникам черкашинской свиты и выделяются в 2 подсчетных объекта А¹₁₁, А²₁₁. Последний выделяется на севере Приразломной залежи в районе скважины 188. Промышленно-нефтеносность пласта доказана испытанием скважины 188, при испытании которой получен приток нефти с водой: нефти 5,3 м³/с, воды 1,08 м³/с. ВНК по залежи принимается условно по подошве нижнегонефтенасыщенного пропластка в скважине 188 на а.о. – 2371 м. Размеры залежи 5 x 4,2 км, высота 7 м. Залежь пластовая сводовая.

Залежь пласта АС¹₁₁ Приразломного месторождения вскрыта в скважине 191, при испытании которой был получен приток нефти дебитом 9,8 м³/с при динамическом уровне 663 м. Размеры залежи 6,5 x 4,7 км, высота 13 м, Залежь пластово-сводовая. ВНК по залежи не установлен [8].

На 01.01.16 г. балансовые запасы месторождения составляют 701139 тыс. т., извлекаемые запасы – 260500 тыс. т. Накопленная добыча по горизонту БС₄₋₅ на 01.01.16 г – 46500 тыс. т., на 01.07.06 г – 48526 тыс. т [1-3].

Фактические объемы закачки на протяжении всего рассматриваемого периода меньше проектных значений. Суммарный объем закачки в 2014 г. уменьшился на 63% по сравнению с проектным. Коэффициент нефтеизвлечения на протяжении всего рассматриваемого периода составляет менее 20%, что характерно для трудноизвлекаемых запасов (высокая вязкость нефти, либо слабопроницаемые коллекторы, нетрадиционные коллекторы). Исходя из вышеизложенной характеристики сравнения проектных и фактических показателей разработки по месторождению, можно отметить, фактические уровни добычи нефти отстают от проектных значений и только в 2014 г. их превышают. Это может свидетельствовать о том, что проектные решения в период 2012-2013 гг. не выполнялись в полном объеме [4-7].

На Приразломном месторождении по состоянию на 01.01.2014 год накопленная добыча нефти и

жидкости составила 24,64 млн. т и 34,113 млн т. Что составляет 9,45% от утвержденных начальных извлекаемых запасов (260,53 млн т). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,0417 д. ед. Накопленная закачка воды составляет 9,473 млн м³.

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

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием. Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С.331-344.
5. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
6. Усманов А.Р. Оценка эффективности разработки объекта БС4-5 Приразломного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 58-59.
7. Усманов А.Р. Тепловые методы воздействия на пласт // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 62-63.
8. <http://oiloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/443-geologiya-prirazlomnogo-mestorozhdeniya>

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

A.R. Usmanov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Prirazlomnoye field is characterized by a complex structure, represented by layers А¹₁₁, А²₁₁, BS1, BS15, the Achimov formation and horizon BS₄₋₅. The BS₄₋₅ horizon is the main productive horizon of the Prirazlomnoye field, the reserves are classified as hard-to-recover.

Keywords: hard-to-recover reserves, Achimov formation, Prirazlomnoye field, oil

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

И.А. Файзуллин

Тюменский индустриальный университет, Россия

С учетом увеличения нефтеотдачи на Тагринском месторождении применяется комплекс геолого-технических мероприятий, к которым относятся: пере-

вод на механизированный способ добычи, оптимизация режима работы, ликвидация аварий, дострел и ремонтно-изоляционные работы. Основным эффектом получен за счет проведения гидроразрыва пласта – увеличение дебита в среднем произошло в 27 раз.

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

Тагринское нефтегазоконденсатное месторождение – расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа и частично в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Входит в состав Варьганского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Тагринское нефтегазоконденсатное месторождение (ТНКМ) было открыто в 1975 году, введено в разработку в 1978 году. Тагринское месторождение ввели в разработку через три года после открытия. По величине извлекаемых запасов Тагринское месторождение относится к категории крупных, а по геологическому строению – к сложным. Начальные извлекаемые запасы которого составили 38451 млн т нефти. Первый млн т нефти на Тагринском месторождении был добыт в 1980 г.у, 1984-87-е стали пиком максимальной добычи – более 2 млн т. Затем началось резкое падение, и уже в 1989 году добыча нефти здесь упала более чем в два раза. В 1991-м было добыто всего 475 тысяч т [10].

Тагринское месторождение было открыто в 1975 г. скважиной № 51 Главтюменьгеологии. По отражающему горизонту «Б», приуроченному к кровле баженовского горизонта, поднятие оконтурено изолнией - 2600 м и имеет площадь 120 км². Структура осложнена двумя куполами, из которых северный гипсометрически выше. Фундамент вскрыт 2, 65, 90, 114 скважиной № на глубине от 3593 до 3470 м и представлен базальтами, грубообломочными туфами, metabазальтами. На нём с угловым несогласием и размывом залегают отложения нижней юры. Платформенный разрез сложен юрскими и меловыми, палеогеновыми отложениями. Толщина четвертичных отложений достигает 45 м. Подошва многолетнемерзлых пород отмечается на глубине – 300 м, кровля – на глубине – 160 м. Залежи нефти установлены в 15 пластах, газонефтяные – в 3 пластах; залежи нефтегазоконденсатные – в 6 пластах; залежь газа – в 1 пласте. Наиболее крупные из них связаны с пластами БВ и Ю. Залежи пластово-сводового и литологически экранированного типов. Коллектором служат гранулярные песчаники с прослоями глин [10].

С 2007 по 2011 г. ГРП выполнен на 70 добывающих скважинах, в том числе: на объекте Ач – 33 скважин, на БВ12-14 – 3 скважины, на пласте БВ11 – 5 скважин, на пласте БВ9 – 28 скважин, на пласте ЮВ11 – 1 скважина. Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГТМ за период 2007 –

2011 гг. составила 315,4 тыс. т, что выше проектной на 22,1%.

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

На основании таких положительных результатов гидроразрыв пласта предполагается к дальнейшему использованию на низкопродуктивных пластах Тагринского месторождения. Критерием его максимально успешного применения является обычное требование – толщина глинистого раздела до водоносных пропластков должна превышать 3-5 м. Кроме того, техническое состояние скважин и, прежде всего, качество заколонного цементного камня должно быть хорошим.

Таким образом, на Тагринском месторождении за анализируемый период проведено 423 ГТМ (перевод на механизированный способ добычи, гидроразрыв пласта, оптимизация режима работы, ликвидация аварий, дострел и ремонтно-изоляционные работы). Процент успешности мероприятий по ГРП, проводимых на нефтяном фонде составил 82,8 %, удельный технологический эффект в целом по ГТМ – 1,8 тыс. т на одну проведенную скважинооперацию. Дополнительная добыча нефти за 5-ти летний период (2007 - 2011 гг.) от проведения мероприятий составила – 605 тыс. т (3,2% от накопленной добычи нефти по месторождению) [8, 9].

Анализ геолого-технических мероприятий Тагринского месторождения показал, что ГТМ были проведены на 44% фонда скважин и дополнительная добыча нефти за период 2007-2011 гг. – 605,1 тыс. т; максимальный объем ГТМ приходится на пласт Ач (31,7% от ГТМ нефтяного фонда) [9].

Начиная с 2016 г. в результате геолого - технических мероприятий дебиты скважин кратно превосходят отраслевые показатели среднего дебита в Западной Сибири. С начала второго квартала 2016 года компания "Русснефть" приступила к активному разбурированию ачимовской залежи, запасы которой относятся к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗы). В ачимовских отложениях бурились горизонтальные скважины (ГС) с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Оператором проекта является дочернее предприятие холдинга ОАО "Варьганнефть". За 6 месяцев в ачимовской залежи Тагринского месторождения было пробурено 30 горизонтальных скважин, запущено в эксплуатацию 25 скважин после применения многостадийного гидроразрыва пласта. По качеству нефть Тагринского месторождения относится к категории легкой. Кроме

того, за счет доразведки на Тагринском месторождении "Русснефти" удалось добиться при бурении традиционных скважин в юрских отложениях дебитов в объеме 300 тонн нефти в сутки [11].

Литература:

1. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО ТО «СургутНИПИнефть» и утвержденного ТО ЦКР по ХМАО в 2004 году (протокол № 535 от 10.11.2004 г.) с уточнением проектных решений.
2. Проект разработки Тагринского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.)
3. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015.
4. Анализ разработки Тагринского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2014 г.).
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: утв. М-вом топлива и энергетики РФ и М-вом природных ресурсов Рос. Федерации 28.12.99.
6. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
7. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
8. Файзуллин И.А. Оценка технологической эффективности от внедрения методов по увеличению нефтеотдачи на Тагринском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 60.
9. Файзуллин И.А. К вопросу проведения обработки призабойной зоны пласта на Тагринском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 64-65.
10. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_aot/agrinskoe/6-1-0-565
11. <https://nangs.org/news/business/russneft-poluchila-debit-v-300-tonn-nefti-na-tagrinskom-mestorozhdenii>

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

I.A. Faizullin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Taking into account the increase in oil recovery at the Tagrinskoye field, a set of geological and technical measures is applied, which include: transfer to the mechanized method of production, optimization of the operating mode, elimination of accidents, completed and repair and insulation works. The main effect was obtained due to hydraulic fracturing - an increase in production rate on average occurred 27 times.

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

ОБЗОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ХМАО-ЮГРЫ

Д.М. Шпенюк

Тюменский индустриальный университет, Россия

При разработке нефтяных месторождений на каждой стадии разработки часто применяется комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на повы-

шение эффективности разработки залежи нефти. Одним из наиболее распространенных методов в условиях Ханты-Мансийского автономного округа является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) двух и более пластов с использованием одной скважины.

Ключевые слова: нефть, газ, конденсат, скважина, одновременно-раздельная разработка

Системы разработки нефтяных месторождений делятся на несколько групп.

А. Раздельная разработка. Применяется для многопластового месторождения, когда каждый эксплуатационный объект эксплуатируется самостоятельной сеткой скважин. Это требует большого количества скважин, приводит к большим капитальным затратам. Используется при разработке высокопродуктивных объектов с большими запасами извлекаемой нефти.

Б. Совместная разработка. При этой системе разработки два или более пластов объединяются в один эксплуатационный объект и разрабатываются единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Каждая скважина одновременно эксплуатирует два пласта, объединенных в один эксплуатационный объект. Ее преимущество – обеспечение высоких текущих уровней добычи при заданном числе скважин. Однако, в основном, наблюдается нерегулируемая разработка пласта, трудно установить количество добытой нефти из каждого пласта, остаточные извлекаемые запасы, дебиты и приемистости скважин из каждого пласта в отдельности. Применяется для пластов с одинаковым геологическим строением и близкими фильтрационно - емкостными свойствами [6].

В. Совместно-раздельная разработка. Применяется при объединении двух пластов в один эксплуатационный объект, добывающие скважины оборудуют установками для одновременно-раздельной эксплуатации, нагнетательные – установками для одновременно-раздельной закачки воды.

Под технологическими показателями разработки понимается набор промысловых, расчетных и других данных эксплуатационного объекта, определенных на конкретную дату, которые характеризуют состояние разработки. К технологическим показателям разработки относятся: текущая добыча нефти и жидкости, накопленная добыча нефти и жидкости, дебиты нефти и жидкости, фонд (число) действующих, ликвидированных и вновь пробуренных добывающих и нагнетательных скважин, обводненность, текущий КИН, темпы отбора от начальных и остаточных извлекаемых запасов и другие. Всего более 50 параметров. Обычно представляются в виде таблицы, в которой указаны время (в годах) сначала разработки объекта до последнего, текущего года и показатели разработки за каждый год. Для анализа изменения показателей разработки во времени строят графики или гистограммы, соответствующих параметров. В этом слу-

чае говорят о динамике, изменении показателей разработки во времени [6].

Изменения показателей разработки необходимы для анализа текущего состояния разработки, сравнения фактических и проектных показателей, контроля над выработкой запасов, регулирования процесса разработки. Несовпадение, расхождение фактических и проектных показателей свидетельствует либо о не полном выполнении проектных решений, либо о недостаточной геологической изученности объекта, либо о неудачно выбранной системе разработки. А значит о необходимости внесения изменений, корректировки проектных документов, геологической и гидродинамической моделей, выбору мероприятий по регулированию разработки эксплуатационного объекта [6].

Технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины классифицируют по количеству эксплуатируемых пластов; установки одновременно-раздельной эксплуатации скважины по конструктивному оформлению; с концентрическими, параллельными и одноколонными рядами насосно-компрессорных труб (НКТ), а также с регулированием отбора или закачки продукции по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина газового фактора, содержание газового конденсата, уровень пластовых давлений и температур, состав добываемой или закачиваемой продукции, наличие агрессивных примесей, песка, парафина, минеральных солей и т.д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины [1-3].

Различают установки по добыче и по закачке. Первые в зависимости от способа добычи подразделяются на установки по добыче нефти и газа фонтанным или газлифтным (внутрискважинный газлифт) способами, а также добычи нефти глубинно-насосным или фонтанным и глубиннонасосным способами одновременно. Установки по закачке бывают с регулированием расход на устье или на забое скважины. Добыча нефти из двух и трёх пластов фонтанным способом осуществляется установками с концентрическими и параллельными рядами НКТ. Например, установка ЗУФК (трёхрядная установка фонтанная с концентрической подвеской НКТ) обеспечивает эксплуатацию двух пластов, в продукции которых содержится парафин и песок; комплектуется тремя концентрическими рядами НКТ (фонтанную арматуру дополняют двумя крестовинами). Добыча осуществляется по внутреннему и наружному НКТ, средний ряд НКТ и разобщитель пластов предназначены для операций по освоению скважины, глушению и др. Добычу газа из двух, трёх и более пластов фонтанным способом осуществляют установками с параллельными рядами НКТ. В установках УГП (установки газовые с параллельными рядами НКТ) в коррозионно-стойком исполнении предусмотрена возможность заполнения затрубного

пространства ингибитором коррозии и гидратообразования, который подают в полость НКТ через ингибиторный клапан. Для освоения скважины и промывки пробок используют циркуляционные клапаны. Независимое извлечение пакеров обеспечивается разъединителем колонн [4, 5, 7, 8].

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин при закачке, например воды одной скважиной в 3 пласта, осуществляется с автоматическим регулированием расхода закачиваемого агента на забое или устье скважины; изменение режима закачки производят без извлечения скважинного оборудования.

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием. Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.
4. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор). Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
5. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М.: Недра, 2012. 200 с.
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
7. Шпенюк Д.М. Обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на нефтяных месторождениях ХМАО-Югры // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 65-66.
8. Шпенюк Д.М. Оценка проведения ГТМ на Кальчинском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 65-66.

OVERVIEW OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL ACTIVITIES CARRIED OUT IN THE OIL FIELDS OF KMAO-UGRA

D.M. Shpeniuk

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

During the development of oil fields at each stage of development, a complex of geological and technical measures is often used to increase the efficiency of oil development. One of the most common methods in the conditions of the Khanty-Mansi Autonomous Circle is the simultaneous-separate operation (WEM) of two or more layers using one well.

Keywords: oil, gas, condensate, well, simultaneous-separate development

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ПО ОБЪЕКТАМ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.А. Сорокин

Тюменский индустриальный университет, Россия

E-mail автора: sorokinsa1@tyuiu.ru

По объектам Южно-Ягунского месторождения разработка ведется с 1978 года. С 1995 года при разработке используется гидравлический разрыв пласта

на объектах БС10, БС11 и ЮС1. Это позволило увеличить среднесуточный дебит и, в некоторых случаях, снизить обводненность за счет увеличения коэффициента охвата.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нефтяное месторождение, скважина

Южно-Ягунское нефтяное месторождение расположено в 75 км к северо-востоку от г. Сургут и в 60 км на юго-запад от города Ноябрьска в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации. В непосредственной близости от месторождения проходят железная дорога Сургут - Уренгой и трасса газопровода Уренгой - Челябинск. Месторождение находится в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района и приурочено к Ягунскому и Южно-Ягунскому локальным поднятиям Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Южно-Ягунское месторождение было открыто в 1978 году, а первая скважина № 55 «Главтюменьгеологии» была пробурена в 1979 году. Освоение началось в 1982 году. По отражающему горизонту «Б» поднятие оконтурено изогипсой – 2740 м и имеет площадь 96 км². Фундамент не вскрыт. Основной платформенный разрез сложен юрскими и меловыми отложениями. Палеоген представлен датским ярусом, палеоценом, эоценом и олигоценом. Толщина четвертичных отложений достигает 50 м. Подошва многолетнемерзлых пород залегает на глубине 300 м, кровля - на глубине 160 м. В пределах месторождения выявлены 8 нефтяных залежей массивного, пластово-сводового, литологически экранированного типов. Коллектором служат гранулярные песчаники с прослоями глин [9].

Проведение ГРП на Южно-Ягунском месторождении начато в 1995 г., по состоянию на 01.01.2016 года в эксплуатацию после ГРП запущено 474 скважины, из них 385 добывающих скважин эксплуатационного фонда, 78 – введены с ГРП из бурения и 11 скважин после ГРП запущены в нагнетательный фонд. Кроме того, 4 скважины не запущены в работу после ГРП. Среди обработок эксплуатационного фонда большая часть ГРП выполнена на действующих скважинах (167 ГРП), 34 ГРП – на неработающих скважинах, 24 скважины переведены с другого горизонта и 4 скважины возвращены на объект с ГРП [1-4].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяют для воздействия на плотные низкопроницаемые коллекторы, а также при большом радиусе загрязнения ПЗП. При этом в зависимости от геологических характеристик пласта и системы разработки месторождения создается система закрепленных трещин определенной протяженности: от 10 до 30-50 м. Глубокопроникающий гидроразрыв пласта (ГРП) с созданием более протяженных трещин

производят в коллекторах с проницаемостью менее 50×10^{-3} мкм². Для обеспечения эффективности процесса гидроразрыва перед выбором расклинивающего материала необходимо определить оптимальную длину трещины в зависимости от проницаемости пласта с учетом радиуса зоны дренирования скважины и близости нагнетательных скважин. Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 500 м. Оптимальная величина L не должна выходить за пределы зоны дренирования скважины. В коллекторах толщиной свыше 30 м процесс ГРП проводят по технологии поинтервального ГРП. В скважинах, совместно эксплуатирующих многопластовые залежи, с целью воздействия на отдельные объекты применяют селективный ГРП. С целью повышения эффективности ГРП предварительно проводят щелевую ГПП [8].

В качестве закрепляющих трещин материалов на глубинах до 2400 м используют фракционированный песок по ТУ 39-982-94, свыше 2400 м - искусственные среднепрочностные по ТУ 39-014700-02-92 и высокопрочностные по ТУ 39-1565-91 расклинивающие материалы (проппанты). Для осуществления процесса гидроразрыва используют технологические жидкости на водной и углеводородной основах. Выбор типа жидкости гидроразрыва осуществляется в соответствии с пластовыми условиями (литологии, температуры, давления и т.п.). При этом учитывается совместимость выбранной жидкости с матрицей пласта и пластовыми флюидами. При содержании в пласте водочувствительных глин необходимо использовать жидкость на углеводородной основе. Кроме этого, такие жидкости обладают низким коэффициентом инфильтрации и способны создавать более протяженные трещины. Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям: при минимальных затратах жидкости обеспечивать формирование трещин большой протяженности; вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность песка (проппанта), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин; обладать низким гидравлическим сопротивлением и достаточной сдвиговой устойчивостью для обеспечения максимально возможной в конкретных геолого-технических условиях скорости нагнетания жидкости; не снижать проницаемость обрабатываемой зоны пласта; обладать высокой стабильностью жидкостной системы при закачке; легко удаляться из пласта после проведения процесса; обладать регулируемой способностью деформироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проводимость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего матери-

ала в трещине гидроразрыва. Основными технологическими параметрами для контроля за процессом ГРП следует считать: темп и объемы закачки, устьевое давление, концентрацию песка (проппанта) в суспензии [8].

Основными объектами воздействия являются: объект БС₁₀ (225 ГРП на добывающих скважинах, 6 ГРП при вводе из бурения и 1 ГРП на нагнетательной скважине) и объект ЮС₁ (268 ГРП на добывающих скважинах, 88 ГРП при вводе из бурения и 11 скважин после ГРП работают в системе ППД), на пласте БС₁₁ выполнено 6 ГРП на добывающих скважинах. В среднем по скважинам эксплуатационного фонда средний дебит нефти составил 17,6 т/сут, жидкости – 41,7 т/сут, обводненность – 72%. На БС₁₀ данные показатели составили 11,4 т/сут, 33,9 т/сут и 67% соответственно; на объекте БС₁₁ – 7,9 т/сут, 54,1 т/сут и 85% соответственно, на объекте ЮС₁ – 16,3 т/сут, 31,6 т/сут и 48% соответственно.

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

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

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

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

Литература:

1. «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения» составлен ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4202 от 26.12.2013 г.).

2. Бадьянов В.А. Методика прогнозирования коэффициента охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений. НТС “Нефть и газ Тюмени”. 1971. № 19. С. 38-42.
3. Баишев Б.Т., Нсайчев В.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. М. Недра, 1978.
4. «Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения» выполненное ТФ ООО «КогалымНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 4532 от 18.12.2015 г.).
5. «Проект разработки Южно-Ягунского нефтегазового месторождения» составлен ТФ ООО КогалымНИПИнефть и утвержден (протокол ЦКР № 3320 от 23.12.2012 г.).
6. Сорокин С.А. Классификация методов повышения нефтеотдачи // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 51.
7. Сорокин С.А. Оценка эффективности проведения ГРП по объектам Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 61-62.
8. <https://neftegaz.ru/science/view/1143-Obrabotka-prizaboynoy-zony-plasta-OPZ>
9. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/khanty_mansijskij_ao/juzhno_jagunskoe/6-1-0-1030

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

S.A. Sorokin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The facilities of the Yuzhno-Yagunsky field have been developed since 1978. Since 1995, a hydraulic fracturing has been used at the BS10, BS11 and YuS1 facilities. This made it possible to increase the average daily flow rate and, in some cases, reduce the water cut due to an increase in the coverage ratio.

Keywords: hydraulic fracturing, oil field, well

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

Г.В. Талипова

Тюменский индустриальный университет, Россия

E-mail автора: talipovagv1@tyuiu.ru

Южно-Ягунское месторождение разрабатывается в большей степени по объектам ачимовской толщи. Поскольку месторождение является длительно разрабатываемым, применяются методы повышения нефтеотдачи, одним из которых является зарезка боковых стволов.

Ключевые слова: боковые стволы, горизонтальная скважина, нефтяное месторождение, ачимовская толща

Южно-Ягунское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района и расположено в северо-восточной части города Сургута, в 75 км от него и в 60 км на юго-запад от города Ноябрьска. В непосредственной близости от месторождения проходят железная дорога Сургут - Уренгой и трасса газо-

провода Уренгой - Челябинск. Широко распространены болота и озера, которые являются составной частью гляциально-озерного комплекса микроландшафтов. В летнее время болота не проходимы для колесного транспорта, зимой часто встречаются непромерзшие участки (болотные речки "живуны"), что представляет собой значительные трудности для передвижения техники, при транспортировке оборудования, при строительстве буровых [9].

Заселенность площади составляет около 15% и находится в зоне средней тайги с преобладанием хвойных пород. Основные массивы лесов (кедр, лиственница, сосна) сосредоточены на приподнятых участках и на речных террасах. На водораздельных участках господствуют болота с отдельными островками карликового леса (сосна, береза). Климат района резко континентальный с холодной, суровой зимой и коротким, но теплым летом. Среднегодовая температура зимой $-23,20^{\circ}\text{C}$, летом $+16,10^{\circ}\text{C}$. Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200-220 дней. Толщина снежного покрова на отдельных участках не превышает 1,0 м, в заселенных местах до 1,2-1,6 м. Глубина промерзания составляет 1,3-1,7 м. Запасы нефти Южно-Ягунского месторождения оцениваются в 0,5 млрд т. Плотность нефти составляет $0,844 \text{ г/см}^3$ или $35,5^{\circ} \text{ API}$. Содержание серы составляет 0,78% [9].

Для геологического разреза Южно-Ягунского месторождения характерно наличие мощной (до 3000 м) осадочной толщи терригенных пород, которая подстилается эффузивными пермотриаса или палеозойскими изверженными породами.

Для зарезки боковых стволов (ЗБС) использовались высокообводненные, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам. Резка осуществлялась как в зоны пласта, где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов. Высокая эффективность обусловлена следующими причинами: внутренними (строение объекта) – наличием глинистой перемычки между нефтенасыщенной и водонефтенасыщенной частью разреза пласта толщиной 3-4 м, и пониженными фильтрационными свойствами подошвенной части разреза; внешними (проводка скважины) – горизонтальная часть ствола прошла в кровельной (нефтенасыщенной) части пласта, частично вскрыв при этом глинистую перемычку, отделяющую нефтеводонасыщенную, менее проницаемую часть пласта [1-3].

Выполнение операции производится следующим образом [8]:

1. Производится спуск якоря посадочной втулки на разъединителе, созданием избыточного давления в трубном пространстве производится закоривание, после чего производится разъединение якоря от посадочной втулки.

2. При помощи направляющего стержня гироскопическим инклинометром, а при зенитных углах свыше 5° любым датчиком отклонителя определяется положение шпоночного паза.

3. На устье выставляется направление клина относительно шпоночного паза, а также устанавливается глубина точки резки.

4. Дальнейшие операции производятся аналогично любым традиционным методам резки боковых стволов с клина.

5. При необходимости возможно извлечение клина, смена его положения относительно направляющей и резка дополнительных стволов без ограничения их количества. Его применение может позволить производить резку боковых стволов точно по требуемому направлению, с любой глубины, при любых углах наклона скважины. Применение его возможно как при резке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Помимо того преимущества, что не теряется основной ствол, и резка происходит сразу в требуемом направлении, даже несмотря на большие материальные затраты по сравнению с резкой боковых стволов из вырезанных участков, или с применением отклонителей с упором на забой отмечено снижение затрат на выполнение работ в связи с сокращением сроков их выполнения [8].

Однако наибольший эффект ожидается при бурении многоствольных и разветвленно - горизонтальных скважин, так как устройство и технология будут применяться не только при бурении, но также при избирательном проведении геофизических исследований и воздействии в процессе эксплуатации. Особо следует отметить возможности при бурении разветвленно-горизонтальных скважин с установок непрерывных труб. В этом случае каждый дополнительный ствол может быть пробурен одним спуском, в то время как при бурении обычными бурильными колоннами потребуется, как минимум, 2 спуска инструмента. Точно также упрощается обслуживание многоствольных и разветвлено - горизонтальных скважин в процессе эксплуатации и проведении геофизических исследований при помощи установок непрерывных труб, а именно, за 1 спуск можно избирательно провести требуемые работы на любом ответвлении или основном стволе. Дополнительным достоинством способа является то, что компоновки не обладают жесткостью и не требуют специальной подготовки скважины. Недостаток способа - необходимость двух спусков. Применяется также вариант резки бокового ствола за 1 спуск. В этом случае профильная труба соединяется с отклонителем, а гидравлическое соединение профильной трубы с бурильным инструментом производится через специальные трубки, смонтированные в корпус фрезы. Такое упрощение спо-

соба приводит к увеличению жесткости компоновки, затруднениям с ориентированием, но в ряде случаев такой способ эффективен [8].

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

На объекте БС₁₀ выполнено 4 операции по бурению второго ствола, в том числе 3 с горизонтальным окончанием. В скважинах №№ 665Л и 1473Л вторые стволы пробурены на пласт БС₁₀¹. Обе скважины до проведения мероприятия находились в неработающем фонде. Дебит нефти на момент остановки составил 2,6 т/сут для скважины №665Л и 1,0 т/сут на скважине №1473Л; обводненность – 70,1% и 99,1% соответственно.

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

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

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

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

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

Таким образом, по результатам анализа можно сделать выводы:

1. Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов на месторождении составила 21,0 тыс. т (1,75 тыс. т/скв.).

2. Наибольшее количество мероприятий по зарезке вторых стволов приходится на объект ЮС₁ – 8 скважин, накопленная добыча нефти составила 35,3 тыс. т [4-7].

Литература:

1. Анализ разработки Южно-Ягунского месторождения, ООО «Лукойл Западная Сибирь», 2014.
2. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: «Недра», 2003г.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Ягунского месторождения. 2015.
4. Принципиальная схема опытной эксплуатации Южно-Ягунского месторождения.
5. Талипова Г.В. Анализ технологической эффективности применения комплекса ГТМ в условиях Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 58-59.
6. Талипова Г.В. К вопросу эффективности проведения зарезки боковых стволов на скважинах Южно-Ягунского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 62-63.
7. «Технологическая схема разработки Южно-Ягунского месторождения». ООО Лукойл-Западная Сибирь, 2014.
8. <https://neftegaz.ru/science/view/793-Tehnologii-zarezki-bokovyh-stvolov>
9. <http://oilgasinform.ru/science/fields/yuzhnoyagunskoe/>

TO THE QUESTION OF THE EFFECTIVENESS OF SIDETRACKING IN THE WELLS OF THE SOUTH-YAGUNSKY FIELD

G.V. Talipova

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Yuzhno-Yagunskoye field is developed to a greater extent on the objects of the Achimov formation. Since the field is a long-term development, methods of enhanced oil recovery are applied, one of which is sidetracking.

Keywords: side trunks, horizontal well, oil field, Achimov formation

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

A.P. Usmanov

Тюменский индустриальный университет, Россия

E-mail автора: usmanovar1@tyuiu.ru

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи применяются при разработке нефтяных месторождений, в частности трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей. Основными методами являются термогазовое воздействие, внутрискважинное горение, так же возможно сочетание тепловых методов с заводнением при подходящих фильтрационно-емкостных свойствах пласта.

Ключевые слова: тепловое воздействие, методы увеличения нефтеотдачи, нефтяное месторождение

К одним из интересных методов повышения нефтеотдачи относятся тепловые методы. В литературе для описания таких воздействий на пласт используются два термина: тепловые или термические методы. В дальнейшем будем использовать оба термина. Тепловые методы подразделяются на теплофизические: закачка горячей воды, пара, закачка горячей воды, содержащей химические реагенты, пароциклические обработки скважин; и термохи-

мические: внутрислоевоe горение. Горячая вода, пар называются теплоносителями [6].

Тепловое воздействие – проводят в коллекторах с тяжелыми высоковязкими парафинистыми смолистыми нефтями при слоевых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее. В карбонатных коллекторах с высоковязкой нефтью для повышения дебитов скважин проводят циклическую закачку пара в добывающие скважины. Использование тепловых методов в нагнетательных скважинах – нагнетание горячей воды, перегретого пара, внутрислоевоe горение в залежах высоковязкой нефти приводит к существенному увеличению нефтеотдачи и увеличению темпов отбора [1-5].

Начальное значение слоевой температуры и ее распределение в залежи определяется геотермическими условиями, в которых находится месторождение. Обычно слоевая температура соответствует геотермическому градиенту. В процессе разработки месторождения слоевая температура может изменяться. Так закачиваемая в пласт вода имеет другую температуру. В слое происходит процесс, связанные с выделением или поглощением тепла. Изменение температуры будет происходить за счет гидравлического сопротивления фильтрующихся флюидов, за счет эффекта Джоуля – Томсона [6].

Распределение слоевой температуры и ее изменение называется температурным режимом. Изменение температурного режима происходит в основном за счет теплопроводности и конвекции (у теплых флюидов плотность меньше, они оказываются легче). Особенность применения тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением нефти повышается температура в залежи. Образуется дополнительный тепловой фронт вытеснения нефти горячей водой. Причем гидродинамический фронт вытеснения опережает тепловой фронт вытеснения, поскольку передача тепла от теплоносителя для разогрева вязкой нефти происходит не сразу, запаздывает [6].

Повышение температуры нефти, воды и породы приводит к снижению вязкости нефти, изменению отношения подвижностей нефти и воды, к изменению относительных проницаемостей, остаточной нефтенасыщенности, к испарению легких фракций, происходит тепловое расширение коллектора (изменяется пористость, объем заполняющих его флюидов, т.е. насыщенность) [6].

1. Термокислотная обработка скважины. Отложившиеся в скважине и призабойной зоне пласта парафин, смолы и асфальтены препятствуют взаимодействию кислоты с породой. Для расплавления этих отложений применяют термокислотный метод. Используют вещества, которые вступая во взаимодействие с кислотой выделяли бы тепло (например, магний - Mg).



При растворении одного кг магния выделяется 19 МДж теплоты, кислота при взаимодействии полностью нейтрализуется. При термокислотной обработке соляная кислота через насосно - компрессорные трубы попадает в наконечник, спущенный в трубы на насосных штангах, реагирует с магнием и в нагретом виде через фильтр поступает на стенки скважины и призабойную зону пласта [7, 8].

2. Прогрев призабойной зоны пласта:

1) Закачка нагретой нефти. Для эффективного прогрева призабойной зоны пласта требуется 15 – 30 м³ жидкости, нагретой до 90 – 95⁰С. Жидкость (флюид), нагретую в передвижной пароустановке, закачивают в скважину, и осуществляют промывку призабойной зоны пласта, а затем продавливают в пласт.

2) Прогрев паром – один из самых эффективных способов теплового воздействия на пласт. Водяной пар под давлением 8-15 МПа закачивают в пласт, если: глубина залегания пласта не более 1200 м; толщина пласта не менее 15 м; вязкость нефти при слоевых условиях выше 0,2 Па; плотность нефти в слое 0,9-0,93 т/м³; остаточная нефтенасыщенность пласта до начала закачки пара не менее 50% [7, 8].

3. Технология теплополимерного воздействия основывается на закачке в пласт нагретого до температуры 90–950 С раствора ПАА концентрацией 0,05–0,1%. Вязкость нагретого водного раствора полиакриламида составляет 1,5–2 мПа·с. Вязкость нефти в системе трещин снижается, часть горячего раствора, в основном горячая вода пропитывает блоки, улучшает гидрофильность породы, увеличивает подвижность нефти и тем самым ведет к ее вытеснению. То же происходит в слоевых коллекторах (модели Каземи, Серра).

4. Пароциклическая обработка добывающих скважин относится к методам интенсификации притока (МИП). При пароциклических обработках в добывающую скважину в течение 15–20 суток закачивают пар в объеме 100–300 т на 1 м толщины пласта. Затем закрывают скважину на 10–15 суток для перераспределения теплоты, противоточного капиллярного вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков (НП) в высокопроницаемый пропласток. Далее скважину эксплуатируют до достижения предельного рентабельного дебита в течение 2–3 месяцев.

5. Внутрислоевоe горение (ВПГ) основано на способности углеводородов (в данном случае нефти) вступать в химическую реакцию с кислородом. В результате горения в слое выделяется большое количество тепла, повышается температура, изменяются физические свойства слоевых флюидов и породы.

6. При сухом внутрислоевоm горении для поддержания горения закачивается только воздух. Основная доля генерируемого в слое тепла (80 % и более) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт

породы. Это тепло оказывает определенное положительное влияние на процесс вытеснения из неохваченных горением смежных частей пласта.

7. Сочетание внутрислоевого горения и заводнения называется влажным внутрислоевым горением. Сущность влажного горения заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, образованные зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды [6].

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и парогепловым воздействием // Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2012. № 5. С. 28-35.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С.331-344.
5. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1.С. 22-32.
6. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.
7. Усманов А.Р. Оценка эффективности разработки объекта БС4-5 Приразломного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 59-60.
8. Усманов А.Р. Тепловые методы воздействия на пласт // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4, № 2. С. 63-64.

THERMAL METHODS OF INFLUENCE ON THE FORMATION

A.R. Usmanov

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Thermal methods of enhanced oil recovery are used in the development of oil fields, in particular hard-to-recover reserves of highly viscous oils. The main methods are thermal gas exposure, intra-layer combustion, it is also possible to combine thermal methods with water flooding with suitable reservoir properties.

Keywords: thermal effects, methods of enhanced oil recovery, oil field

К ВОПРОСУ ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.А. Файзуллин

Тюменский индустриальный университет, Россия

E-mail автора: faizulinia1@tyuiu.ru

Тагринское месторождение разрабатывается с 1978 г., для столь длительно разрабатываемых месторождений

характерна проблема загрязнения призабойной зоны пласта. В статье дается описание основных факторов, осложняющих проведение обработки призабойной зоны пласта и обоснование эффективности данных мероприятий. Представлено описание видов кислотных обработок пласта.

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

Тагринское месторождение было введено в разработку в 1978 году. По состоянию на начало 2017 года накопленная добыча нефти с начала разработки составила 25 284 тыс. т, эксплуатационный нефтяной фонд насчитывает 259 скважин. Бурение новых скважин на этом лицензионном участке позволит предприятию обеспечить стабильный рост уровня добычи нефти [11].

В настоящее время на Тагринском нефтепромысле ведется работа в области эксплуатационного бурения на Ачимовские и Юрские отложения. На сегодняшний день с начала года на лицензионном участке пробурено и введено 36 горизонтальных и 2 наклонно-направленных скважины, еще 36 новых скважин появятся на месторождении до конца года. По итогам бурения, накопленная добыча нефти от новых скважин по состоянию на 01.08.2017 года составила 223,962 тыс. т, начальный дебит нефти горизонтальной скважины составляет 114 т/сут. Разработка ачимовских отложений на Тагринском месторождении является одним из приоритетных направлений нефтяной компании РуссНефть в среднесрочной перспективе. В 2018 году на лицензионном участке планируется пробурить и ввести 86 новых скважин, за счет ввода которых предприятие планирует добыть порядка 558 тыс. т нефти [11].

Учитывая, что продуктивные пласты Тагринского месторождения в большинстве своем характеризуются невысокими фильтрационно - емкостными свойствами, влияние негативных факторов (наличие твердых частиц, фильтратов бурового раствора и жидкостей глушения, водонефтяных эмульсий) может существенно снизить продуктивность добывающих скважин. В этой связи комплекс мероприятий по обработке эксплуатационного фонда должен быть направлен на очистку в скважинах призабойной зоны пласта и восстановление его фильтрационных характеристик. Максимальная эффективность при воздействии на забой пласта достигается совместным использованием физико-химических методов (закачка кислотных составов и растворителей) и технических средств, обеспечивающих удаление коагулирующих веществ и продуктов химических реакций из порового пространства коллектора [1-5].

Эффективность ОПЗП зависит от многих факторов – обводненности продукции, начальной нефтенасыщенности, нефтенасыщенной толщины,

фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, кратности применения обработок.

Применение кислотных методов интенсификации добычи нефти более эффективно при сравнительно небольшой обводненности продукции скважин. С увеличением обводненности применяются кислотные составы в сочетании с ПАВ, растворы ПАВ и их различные композиции [6-9].

Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих, в основном, из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту. Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот. Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10-16 % водным раствором соляной кислоты. Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс) или сульфаминовой (10 % масс) кислотами. При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3-5 % масс) или лимонную (2-3 % масс) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе [10].

В трещинных и трещинно-поровых коллекторах для глубокой (по простиранию) обработки используют замедленно взаимодействующие с карбонатами составы на основе соляной кислоты, дисперсные системы типа эмульсий и загущенных растворов: для приготовления кислотной пены и нефтекислотной эмульсии используют ПАВ (сульфонол, ОП-10 и др) и стабилизатор (КМЦ и др); для приготовления загущенной кислоты в раствор соляной кислоты (от 12 до 15 % масс) вводят КМЦ или сульфит-спиртовую барду (0,5-3,0% масс) [10].

Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором (диаминдиолеат, первичные амины, алкиламиды) от 0,5 до 1 %-ной концентрации. Объем кислотного раствора и время выдерживания его в пласте в зависимости от вида воздействия, рецептуры применяемого состава и геолого-технических условий (толщина, пористость, проницаемость, забойная температура, давление пласта) [10].

Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10 %, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной (от 10 до 12 % масс) и плавиковой (от 3 до 5 % масс) кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глинокислотной обработке выбирают

из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют 0,3 - 0,4 м³ раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта. Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавками от 6 до 10 % масс азотнокислого натрия. Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии. Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до 30 °С – 2 ч, от 30 до 60 °С – от 1 до 1,5ч. 2. При температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты. Термохимические и термокислотные обработки производят в коллекторах в интервале температур от 15 до 40 °С. Термохимическую обработку производят с использованием соляной кислоты и магния или некоторых его сплавов (МЛ-1, МА-1 и т.п.). Термокислотную обработку производят в виде комбинированного воздействия на ПЗП, состоящего из термохимической и обычной кислотной обработок под давлением. Для кислотных обработок используют специальный насосный агрегат типа Азинмаш-30. Кислоты транспортируют в гуммированных автоцистернах 4ЦР, 3ЦР или ЦР-20 [10].

Подбор конкретных химических реагентов, направленных на повышение продуктивности добывающих скважин Тагринского месторождения является предметом дополнительных специальных лабораторных и промысловых исследований [9].

Литература:

1. Анализ разработки Тагринского месторождения (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 673 от 16.06.2014 г.).
2. ГОСТ Р 53710-2009. Национальный стандарт РФ: Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработок. – Введ. 2011-01-07 // Справочно-правовая система «Гарант» НПП «Гарант-Сервис». Послед. обновление 06.07.2015 .
3. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: утв. М-вом топлива и энергетики РФ и М-вом природных ресурсов РФ 28.12.99.
4. Проект разработки Тагринского месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4783 от 17.12.2009 г.).
5. Протокол № 1860-дсп от 27.02.2009 г. заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра).
6. Протокол № 4783 от 17.12.2009 г. заседания нефтяной секции Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).
7. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО ТО «СургутНИПИнефть» и утвержденного ТО ЦКР по ХМАО в 2004 году (протокол № 535 от 10.11.2004 г.) с уточнением проектных решений.
8. Файзуллин И.А. К вопросу проведения обработки призабойной зоны пласта на Тагринском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 64-65.
9. Файзуллин И.А. Оценка технологической эффективности от внедрения методов по увеличению нефтеотдачи на Тагринском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 60.
10. <https://neftegaz.ru/science/view/1143-Obработка-prizaboynoy-zony-plasta-OPZ>
11. <http://www.oaovn.ru/?id=764&category=24,%202025>

TO THE ISSUE OF PROCESSING THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE AT THE TAGRINSKOYE FIELD

I.A. Faizullin

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The Tagrinskoye field has been developed since 1978, and the problem of contamination of the bottomhole formation zone is characteristic of such a long-term field development. The article describes the main factors complicating the treatment of the bottomhole formation zone and the rationale for the effectiveness of these measures. A description of the types of acid treatments of the reservoir.

Keywords: bottomhole formation zone, acid treatment, oil field, oil saturation

ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.М. Шпенюк

Тюменский индустриальный университет, Россия

E-mail автора: shpeniukdm1@tyuiu.ru

При разработке Кальчинского месторождения используется комплекс геолого-технических мероприятий, к которым относятся: гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, зарезка боковых стволов, физико-химическая обработка призабойной зоны пласта и оптимизация программы разработки в целом.

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

Кальчинское нефтяное месторождение расположено в верховьях р. Кальча в 65 км к Востоку от населенного пункта Уват и в 140 км. к северо-востоку от г.Тобольска в пределах Кальчинского лицензионного участка на территории Уватского района Тюменской области Российской Федерации. Кальчинское месторождение было открыто в 1990 году скважиной №61 объединения «Новосибирск-нефтегазгеология». Введено в опытно - промышленную эксплуатацию в 1991 году. Платформенный чехол представлен песчано-глинистыми и опоковидными отложениями мезозойско-кайпозойского возраста от нижней юры до палеогена. В тектоническом отношении приурочено к одноименного поднятию, осложняющему центр, часть Ханты-Мансийской мегавпадины. В пределах замкнутой изогипсы - 2620 м по отражающему горизонту «Б» структура имеет размеры 6x17 км и амплитуду около 25 м. Доюрские отложения на глубинах 3060-3136 м вскрыты пятью скважинами [8].

Продуктивные пласты приурочены к отложениям юрской и меловой системы. Основными нефтесодержащими объектами Кальчинского месторождения являются пласты ачимовской толщи,

которые содержат 95% от начальных извлекаемых запасов месторождения. Нефть легкая, сернистая, парафинистая, смолистая. Кальчинское месторождение относится к распределенному фонду недр и является разрабатываемым. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к классу средних, а по геологическому строению к сложным [8].

Для того, чтобы облегчить условия притока и увеличить поглотительную способность нагнетательных скважин, применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта [1-3].

ГТМ (геолого-технические мероприятия) – это комплекс мер геологического, технологического, технического и экономического характера, направленный на реализацию проектных решений в целях обеспечения максимальной добычи углеводородов и получения дополнительной прибыли недропользователем.

ГТМ проводятся при увеличении производительности или ремонтах ее наземного и подземного оборудования. Остановка скважины, управление потоками газа, пуск в эксплуатацию обязательно должны проводиться только оператором по добыче газа или при его участии. Планирование проведения геолого-технических мероприятий осуществляется инженерно-геологической службой нефтегазодобывающего предприятия, а их осуществление возлагается на бригады подземного и капитального ремонта скважин. Так, проводится комплекс геолого-технических мероприятий по улучшению работы глубинно-насосного оборудования, увеличению межремонтного периода работы скважин, повышению производительности за счет периодических обработок призабойной зоны скважин. При проведении технологических и геолого-технических мероприятий, связанных с применением различных химических и других реагентов, в скважину их должны закачивать по герметичной системе, а продукцию реакции, поступающую из скважины, должны направлять в коллектор.

Выбор момента проведения геолого - технических мероприятий основывается на следующем принципе: когда накопленная добыча газа имеет тенденцию роста без ограничения, целесообразно проведение увеличения отбора; в противоположном случае – ограничение отбора. Эффективность проводимых геолого-технических мероприятий наглядно выражается в постоянном улучшении основных технико-экономических показателей эксплуатации скважин – неуклонно растет межремонтный период работы скважин [9].

Программа ГТМ Кальчинского месторождения предусматривает следующие виды и объемы работ:

1. Гидроразрыв пласта.
2. Ввод новых горизонтальных скважин.
3. Зарезка вторых стволов.

4. Физико-химические методы (ОПЗ).

5. Оптимизация.

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

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

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

Распределение ГТМ по эффективности предполагает, что максимальная дополнительная добыча нефти ожидается от ввода в разработку новых скважин или перевод их из бездействующего фонда скважин, наибольший эффект показали следующие технологии: ГРП, физико-химические методы и бурение горизонтальных скважин. Минимальный эффект, как в суммарном выражении, так и на одну скважину приходится на прочие методы, к которым относятся: перфорация и выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах [1-5]. Применение этих методов позволяет, в общем, улучшить технико-технологические показатели разработки месторождения: увеличить дебит скважин, снизить обводненность, позволяет восстановить фильтрационно-емкостные свойства пласта, которые влияют на дополнительный прирост добычи нефти [6, 7].

Литература:

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Технологии ИХН СО РАН для увеличения охвата пласта и интенсификации добычи нефти месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием. Интервал. 2013. № 6-7. С. 23-30.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н. Наука, 2010. 280 с
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. 2011. № 9. С. 331-344.
4. Алтунина Л.К. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных Институтом химии нефти СО РАН (обзор). Территория НЕФТЕГАЗ. 2013. № 1. С. 22-32.
5. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. М.: Недра, 2012. 200 с.
6. Шпенюк Д.М. Обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на нефтяных месторождениях ХМАО-Югры // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 65-66.
7. Шпенюк Д.М. Оценка проведения ГТМ на Кальчинском месторождении // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. № 2. С. 65-66.
8. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tjumenskaja_oblast/kalchinskoe/8-1-0-5
9. https://neftegaz.ru/tech_library/view/4609-Geologo-tehnicheskie-meropriyatiya

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

D.M. Shpeniuk

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

The development of the Kalchinskoye field uses a set of geological and technical measures, which include: hydraulic fracturing, horizontal wells, sidetracking, physical and chemical treatment of the bottomhole formation zone and optimization of the development program as a whole.

Keywords: geological and technical measures, oil, hydraulic fracturing of the Kalchinskoye field