



**НАУЧНЫЙ
ФОРУМ**
nauchforum.ru

ISSN 2618-9399



**IX Студенческая международная
заочная научно-практическая
конференция**

**ЕСТЕСТВЕННЫЕ И МЕДИЦИНСКИЕ НАУКИ.
СТУДЕНЧЕСКИЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ
№ 9(9)**

г. МОСКВА, 2018



ЕСТЕСТВЕННЫЕ И МЕДИЦИНСКИЕ НАУКИ. СТУДЕНЧЕСКИЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ

*Электронный сборник статей по материалам IX студенческой
международной научно-практической конференции*

№ 9 (9)
Октябрь 2018 г.

Издается с февраля 2018 года

Москва
2018

УДК 50+61
ББК 20+5
Е86

Председатель редколлегии:

Лебедева Надежда Анатольевна – доктор философии в области культурологии, профессор философии Международной кадровой академии, г. Киев, член Евразийской Академии Телевидения и Радио.

Редакционная коллегия:

Волков Владимир Петрович – кандидат медицинских наук, рецензент АНС «СибАК»;

Елисеев Дмитрий Викторович – кандидат технических наук, доцент, начальник методологического отдела ООО "Лаборатория институционального проектного инжиниринга";

Захаров Роман Иванович – кандидат медицинских наук, врач психотерапевт высшей категории, кафедра психотерапии и сексологии Российской медицинской академии последипломного образования (РМАПО) г. Москва;

Зеленская Татьяна Евгеньевна – кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра высшей математики в Югорском государственном университете;

Карпенко Татьяна Михайловна – кандидат философских наук, рецензент АНС «СибАК»;

Копылов Алексей Филиппович – кандидат технических наук, доц. кафедры Радиотехники Института инженерной физики и радиоэлектроники Сибирского федерального университета, г. Красноярск;

Костылева Светлана Юрьевна – кандидат экономических наук, кандидат филологических наук, доц. Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ (РАНХиГС), г. Москва;

Попова Наталья Николаевна – кандидат психологических наук, доцент кафедры коррекционной педагогики и психологии института детства НГПУ;

Яковишина Татьяна Федоровна – канд. сельскохозяйственных наук, доц., заместитель заведующего кафедрой экологии и охраны окружающей среды Приднепровской государственной академии строительства и архитектуры, член Всеукраинской экологической Лиги.

Е86 Естественные и медицинские науки. Студенческий научный форум.

Электронный сборник статей по материалам IX студенческой международной научно-практической конференции. – Москва: Изд. «МЦНО». – 2018. – № 9 (9) / [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: [http://www.nauchforum.ru/archive/SNF_nature/9\(9\).pdf](http://www.nauchforum.ru/archive/SNF_nature/9(9).pdf)

Электронный сборник статей IX студенческой международной научно-практической конференции «Естественные и медицинские науки. Студенческий научный форум» отражает результаты научных исследований, проведенных представителями различных школ и направлений современной науки.

Данное издание будет полезно магистрам, студентам, исследователям и всем интересующимся актуальным состоянием и тенденциями развития современной науки.

Оглавление

Секция 1. Медицина и фармацевтика	5
ФАРМАКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТФОРМИНА Фаткуллина Алсу Рамилевна Хаустова Елена Анатольевна Ландарь Лариса Николаевна	5
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРЕПАРАТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ЛЕЧЕНИИ МИОМЫ МАТКИ Хаустова Елена Анатольевна Фаткуллина Алсу Рамилевна, Ландарь Лариса Николаевна	7
ОСОБЕННОСТИ КАЧЕСТВА ЖИЗНИ У ПАЦИЕНТОВ С ТУБЕРКУЛЕЗОМ ОРГАНОВ ДЫХАНИЯ, ПАРЕНТЕРАЛЬНЫМИ ВИРУСНЫМИ ГЕПАТИТАМИ И ВИЧ-ИНФЕКЦИЕЙ В ДИНАМИКЕ ПАТОГЕНЕТИЧЕСКОЙ ТЕРАПИИ В Г. МИНСКЕ Ходаковский Владимир Андреевич	12
Секция 2. Науки о земле	17
РЕЗУЛЬТАТ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСНОЙ ДОБАВКИ Антонов Виталий Владимирович Соавтор: Кривовязов Сергей Александрович Соавтор: Кулябин Геннадий Андреевич	17
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА СТЕБЕЛ ОТВЕТВЛЕНИИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ Галлямов Линар Рафикьянович Бородин Андрей Геннадиевич Нафиков Айдар Марселевич Туптин Алексей Юрьевич	23
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОЗЕРО БАЙКАЛ Наибов Абдулкерим Шамханович Гагаева Зульфира Шерпаевна	32
СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ РОГОЖНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Рязанцева Екатерина Анатольевна Савастын Михаил Юрьевич	37

МЕТОДИКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА РОГОЖНИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ Рязанцева Екатерина Анатольевна Савастын Михаил Юрьевич	45
ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ Рязанцева Екатерина Анатольевна Савастын Михаил Юрьевич	51
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПОДЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ Садыков Радик Талгатьевич Кадочникова Лилия Михайловна	61
ВЛИЯНИЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ Садыков Радик Талгатьевич Кадочникова Лилия Михайловна	66
Секция 3. Сельскохозяйственные науки	70
ВЛИЯНИЕ ПРОТРАВЛИВАНИЯ НА ПОСЕВНЫЕ КАЧЕСТВА СЕМЯН ГОЛОЗЕРНОГО ЯЧМЕНЯ Казак Владимир Владимирович Грязнов Анатолий Александрович	70

СЕКЦИЯ 1.

МЕДИЦИНА И ФАРМАЦЕВТИКА

ФАРМАКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТФОРМИНА

Фаткуллина Алсу Рамилевна

*студент, Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Хаустова Елена Анатольевна

*студент, Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Ландарь Лариса Николаевна

*научный руководитель, канд. мед. наук,
Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Актуальность данного направления состоит в том, что «Метформин» имеет различную направленность действия, что, соответственно, расширяет границы применения препарата.

Метформин является гипогликемическим препаратом. И у данного лекарственного средства есть множество разнонаправленных сторон применения.

Популярной стороной применения стало лечение ожирения, но в Государственном реестре лекарственных средств он является гипогликемическим средством из группы бигуанидов. Гипогликемическая направленность связана с увеличением захвата глюкозы скелетными мышцами, снижением всасывания глюкозы в кишечнике, повышением чувствительности рецепторов инсулин-зависимых тканей к инсулину, а также снижением продукции глюкозы гепатоцитами. Из этого можно сделать вполне значимый вывод о том, что «Метформин» способен снижать уровень глюкозы, не приводя к гипогликемии, так как он не стимулирует образование инсулина. Основным показанием к применению является сахарный диабет II типа. Препарат способен снижать

уровень атерогенных липопротеинов низкой плотности, холестерина, а также уменьшать аппетит. Следовательно, при применении может наблюдаться потеря веса. Наряду с таким значительным положительным эффектом наблюдается и отрицательная сторона при применении «Метформина», побочные эффекты: тошнота, рвота, отсутствие аппетита, нарушение и снижение всасывания витамина В12.

Было установлено, что препарат подавляет системное воспаление, тем самым защищает головной мозг от процессов старения. Так, при заболеваниях головного мозга, снижается количество нервных клеток в гиппокампе. Гиппокамп представляет собой область, где формируются воспоминания. Применение «Метформина» способствует образованию новых нейронов и, следовательно, появлению новых воспоминаний у человека, страдающего потерей памяти.

Следующей актуальной областью применения препарата является лечение патологий сердечной системы. «Метформин» замедляет развитие атеросклероза, течение хронической сердечной недостаточности, кальцификации сосудов и т.д. Это очень важно для людей, имеющих сахарный диабет, а также перенесших инфаркт миокарда, так как он способствует улучшению деятельности сердца и уменьшает риск смертности при сахарном диабете.

На сегодняшний день проблема сахарного диабета стоит на первом месте по числу заболеваний. При нем нарушается чувствительность рецепторов к инсулину, поражаются жизненно важные органы, такие как печень, почки, кровеносные сосуды. Для того, чтобы решить эту проблему, препаратом №1 является «Метформин». Своим действием он ингибирует гликирование белков, улучшает показатели холестерина, снижает содержание липопротеинов низкой плотности и в свою очередь повышает содержание липопротеинов высокой плотности. Стабилизирует или снижает массу тела.

Наряду с сахарным диабетом, «Метформин» снижает риски развития рака толстой кишки, опухоли легких, рака почек, уменьшает развитие рака простаты, затормаживает развитие рака шейки матки и рака желудка,

предотвращает рецидивы, подавляет прогрессирование рака мочевого пузыря и считается эффективным средством лечения лейкоemий.

Очень важно отметить, что «Метформин» нельзя начать принимать самостоятельно. Перед началом применения необходимо проконсультироваться с врачом, сделать анализ крови на содержание сахара для того, чтобы определиться можно ли его назначать, и если можно, то с какой дозой.

Прежде всего, следует помнить — «Метформин» заставляет клетки активнее работать, используя в качестве источника энергии на фоне низкого уровня глюкозы накопленные жировые отложения. Однако если глюкоза в крови не снижается, то и количество жира остается неизменным.

Таким образом, можно сделать вывод, что «Метформин» можно использовать для лечения ожирения только у пациентов с нарушением обмена углеводов. Также препарат рекомендуется назначать при заболеваниях нервной системы для стимуляции образования нейронов, при патологии сердечной системы, а также для снижения рисков развития рака.

Список литературы.

1. Williamson D.F., Pamuk E., Thun M. et al. Prospective study of intentional weight loss and mortality in never-smoking overweight white women aged 40-64 years // Am. J. Epidemiol. — 1995. — Vol. 141. — P. 1128-1141.
2. Государственный реестр лекарственных средств [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.grls.rosminzdrav.ru> [Дата обращения: 12 сентября 2018 г.]

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРЕПАРАТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ЛЕЧЕНИИ МИОМЫ МАТКИ

Хаустова Елена Анатольевна

*студент, Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Фаткуллина Алсу Рамилевна,

*студент, Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Ландарь Лариса Николаевна

*научный руководитель, канд. мед. наук,
Оренбургский государственный медицинский университет,
РФ, г. Оренбург*

Актуальность данной темы состоит в том, что на сегодняшний день диагноз «миома матки» специалист может поставить абсолютно в любом возрасте, следовательно, очень важно своевременно и быстро обнаружить данное заболевание и подобрать эффективные препараты для его лечения.

Миома матки это гормонозависимое опухолеподобное доброкачественное образование, способное к самостоятельному регрессу. Она является наиболее встречаемой доброкачественной опухолью у женщин репродуктивного возраста.

Миома зарождается внутри миометрия, среднего слоя маточной стенки, в виде узла, но часто встречаются несколько достаточно различных по размерам узловых образований. Одной из распространенных и доказанных причин миомы матки являются гормональные изменения в организме женщины. В число других причин входят: генетическая предрасположенность, стрессы, иммунодефициты, а также имеется вероятность того, что данное заболевание может возникнуть после абортов, удаления внутриматочных спиралей или других подобных вмешательствах в маточную стенку.

В клинике миомы матки характерной чертой являются обильные менструальные кровотечения. А сама по себе клиническая картина может носить неясный характер. Основными симптомами проявления являются:

сильные боли при менструации, дисгормональные заболевания молочных желез, гиперплазию эндометрия, мелкие кисты в яичниках.

Рекомендуется назначать медикаментозные средства либо хирургическое лечение при наличии чересчур обильных маточных кровотечений, боли в области малого таза и сопутствующих гиперпластических процессах эндометрия.

Поэтому нужно правильно и вовремя назначить медикаментозное лечение заболевания. Главной целью должно стать остановка роста имеющихся узлов и образование новых, уменьшение размера опухоли, а также предотвращение каких-либо осложнений.

Наиболее распространенными в применении являются гормональные препараты. И дальше будет приведена сравнительная характеристика нескольких из них. К ним относятся: «Жанин», «Ярина», «Джес Плюс», и «Эсмия».

Препарат «Жанин» применяется как контрацептивный препарат, который обладает антиандрогенной активностью. При его применении наблюдаются нормализация менструального цикла и снижение болезненного синдрома при менструациях. Но наряду с этим благоприятным действием, препарат имеет большой список побочных эффектов.

Препарат «Ярина» является контрацептивным средством, которое имеет эстроген-гестагенное действие. Препарат осуществляет блокировку процесса овуляции и увеличения вязкости слизи шейки матки. В дополнение есть данные о том, что он снижает риск появления рака яичников и эндометрия.

Женщины, которые принимали препарат «Джес Плюс», отмечали, что менструальный цикл становился регулярным и менее болезненным, происходило уменьшение интенсивности менструальных выделений. Препарат «Джес Плюс» является своего рода добавленной версией препарата «Джес». Он отличается от своего предшественника тем, что в его состав добавлены фолаты, это форма фолиевой кислоты, которая необходима организму человека. Она выполняет ряд полезных функций в организме. К их числу относятся:

препятствует появлению новообразований, благоприятно воздействует на нервную систему (следовательно, от этого зависит наше настроение и общая работоспособность), на сердце и сосуды, процессы кроветворения, а также на иммунитет.

Но на сегодняшний день есть наиболее эффективный препарат под названием «Эсмия», который дает наибольшую эффективность, при сравнительно малом количестве побочных эффектов.

Основным действующим веществом в препарате является улипристал, который угнетает рецепторы прогестерона, а сами компоненты препарата в целом способствуют подавлению деления миоматозных клеточных структур. К наиболее частым побочным эффектам относятся головная боль, эмоциональные расстройства, вертиго, боли в животе, тошнота, аминорея.

Наряду с перечисленными препаратами, возможно применение внутриматочной спирали «Мирена», которая ежедневно выбрасывает в матку гормон и контролирует их соотношение. Тем самым оказывая лечебный и противозачаточный эффект.

Результаты исследования. Были проанализированы официальные инструкции на препараты «Жанин», «Ярина», «Джес Плюс», «Эсмия». Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Сравнительная характеристика препаратов «Жанин», «Ярина», «Джес Плюс», «Эсмия»

Показатель	«Жанин»	«Ярина»	«Джес Плюс»	«Эсмия»
<i>Фармакологическая группа</i>	Контрацептивное Средство	Контрацептивное средство с антиандрогенным действием	Комбинированное контрацептивное средство	Селективный модулятор прогестероновых рецепторов
<i>Показания к применению</i>	контрацепция	контрацепция	-контрацепция у женщин с симптомами гормонозависимой задержкой жидкости в организме; -лечение	преоперационная терапия умеренных и тяжелых симптомов миомы матки

			умеренной формы акне, тяжелой формы ПМС; дефицитфолатов	
<i>Противопоказания</i>	тромбозы, мигрень, СД, неконтролируемая артериальная гипертензия, панкреатит, беременность и лактация, заболевания печени	тромбозы, мигрень, панкреатит, СД, ОПН, ХПН, опухоли печени, беременность и лактация,	тромбозы, мигрень, панкреатит, СД, ОПН, ХПН, опухоли печени, беременность и лактация, наличие редкой непереносимости лактозы	-гиперчувствительность к улипристалу; -беременность и лактация; -рак матки, шейки матки, яичников; -БА; -возраст моложе 18 лет
<i>Побочные эффекты</i>	головная боль, тошнота, рвота, колебания давления, мажущие кровянистые выделения	перепады настроения, мигрень, тошнота, боль в молочных железах	тошнота, боль в молочных железах, артериальная и венозная тромбоэмболия, перепады настроения, головная боль	эмоциональные расстройства, головная боль, вертиго, тошнота, акне, боли в костях и мышцах, аменорея, повышенная утомляемость
<i>Дозы и способ применения</i>	По 1 драже в сутки в течение 21 дня	По 1 таблетке в течение 21 дня	По 1 таблетке в течение 28 дней	По 1 таблетке 1 раз в день в течение не более 3 месяцев
<i>Стоимость</i>				
<i>Страна производитель</i>	Байер, Германия	Байер, Германия	Байер, Германия	«Геден Рихтер», Венгрия

Поэтому предпочтительнее назначать препарат «Эсмия», который обладает наибольшей эффективностью в лечении миомы матки у женщин. С данным препаратом рекомендуется принимать витаминные комплексы, в составе которых есть витамины К, Е и витамины группы В. Назначение данного препарата позволяет купировать тяжелые кровотечения, которые были спровоцированы миомой матки. Стоит также отметить, что наряду с высокой ценой препарата, у принимающих его женщин, не нарушается репродуктивная функция. А это очень важно!

Список литературы:

1. Адамян Л.В. "Состояние репродуктивной системы больных доброкачественными опухолями внутренних половых органов и принципы ее восстановления после реконструктивно-пластических операций" Диссертация на соискание уч. степени доктора мед.наук, Москва, 1985.
2. Адамян Л.В., Ткаченко Э.Р. Современные аспекты лечения миомы матки // Мед.кафедра. 2003. № 4 (В). С. 110-118.
3. Кулаков В.И., Савельева Г.М., Манухин И.Б. Гинекология. Национальное руководство. М.:Геотар-Медиа, 2009.
4. Стрижаков А.Н., Давыдов А.И., Пашков В.М., Лебедев В.А. Доброкачественные заболевания матки. М.: ГЭОТАР-Медиа. 2011. 281 с.
5. Тихомиров А.Л. Миома, патогенетическое обоснование органосохраняющего лечения. – М., 2013–С.319. ил.

ОСОБЕННОСТИ КАЧЕСТВА ЖИЗНИ У ПАЦИЕНТОВ С ТУБЕРКУЛЕЗОМ ОРГАНОВ ДЫХАНИЯ, ПАРЕНТЕРАЛЬНЫМИ ВИРУСНЫМИ ГЕПАТИТАМИ И ВИЧ-ИНФЕКЦИЕЙ В ДИНАМИКЕ ПАТОГЕНЕТИЧЕСКОЙ ТЕРАПИИ В Г. МИНСКЕ

Ходаковский Владимир Андреевич
студент, Белорусский государственный медицинский университет,
РБ, г. Минск

Актуальность. В структуре заболеваемости населения мира инфекционная патология занимает особое положение. За последние 10 лет экономический ущерб от заболеваний инфекционной природы вырос на 6,4%. Заболеваемость парентеральными вирусными гепатитами и ВИЧ-инфекцией приобрела массовый характер распространения во всем мире, что приводит к тяжелым социально-экономическим и демографическим проблемам.

Цель: Выявить особенности качества жизни, связанного со здоровьем, пациентов с туберкулезом органов дыхания, парентеральными вирусными гепатитами и ВИЧ-инфекцией.

Задачи:

1. Определить уровень качества жизни, связанного со здоровьем, пациентов с туберкулезом органов дыхания, парентеральными вирусными гепатитами и ВИЧ-инфекцией с помощью опросника SF-36.

Материал и методы. Проводилось лонгитюдное исследование. Проведено анкетирование 260 пациентов, находившихся на госпитализации в УЗ «Городская клиническая инфекционная больница», ГУ «Республиканский научно-практический центр пульмонологии и фтизиатрии» на протяжении 2015-2018 гг. Для оценки КЖ была использована русская версия унифицированного международного опросника SF-36.

Все пациенты были разделены на группы в зависимости от нозологической единицы: 1 группа – пациенты с туберкулезом органов дыхания (n=103; средний возраст пациентов составил $41,6 \pm 15,1$; болеют преимущественно мужчины (59 пациентов ($57,3 \pm 4,9\%$)), 2 группа – пациенты с парентеральными вирусными гепатитами (n=71; средний возраст пациентов составил $47,0 \pm 14,9$; болеют

преимущественно мужчины (59 пациентов ($59,2 \pm 5,8\%$)), 3 группа – пациенты с ВИЧ-инфекцией ($n=86$; средний возраст пациентов составил $33,2 \pm 9,3$; болеют преимущественно женщины (59 пациентов ($57,0 \pm 5,3\%$)).

Статистическую обработку проводили в программе STATISTICA 10.0. Данные представлены в виде медианы и квартильного размаха. Для оценки достоверности различий количественных показателей между двумя группами был использован U-критерий Манна-Уитни, между несколькими – критерий Краскела-Уолисса и медианный тест. Различия принимали статистически значимыми при величине ошибки не более 5% ($p < 0,05$).

Результаты и их обсуждение. Уровень качества жизни пациентов 1 группы оценен как средний и составил 39,0 (35,9-41,7): уровень физического компонента здоровья (ФКЗ) – 43,1 (39,1-46,7), уровень психического компонента здоровья (ПКЗ) – 35,1 (30,3-39,5) (рисунок 1).

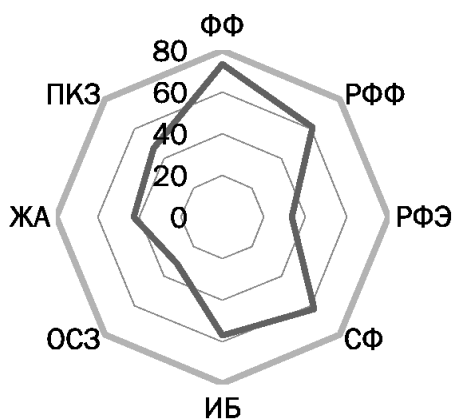


Рисунок 1. Показатели качества жизни у пациентов 1 группы

Уровень качества жизни пациентов 2 группы оценен как средний и составил 50,5 (48,3-53,0): уровень ФКЗ – 51,6 (48,1-56,3), уровень ПКЗ – 49,5 (49,1-49,8) (рисунок 2).

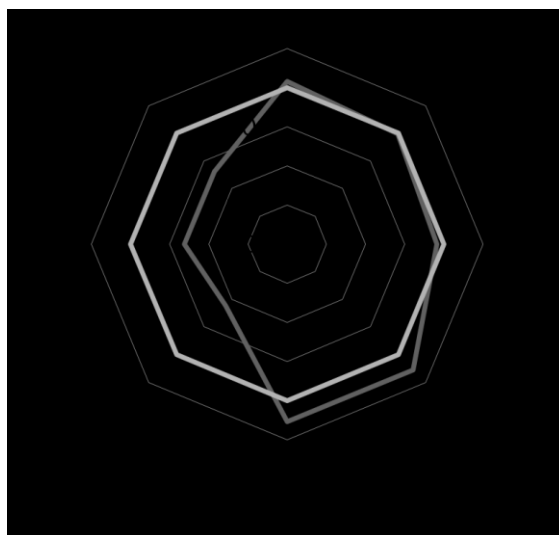


Рисунок 2. Показатели качества жизни у пациентов 2 группы

Уровень КЖ пациентов 3 группы оценен как средний и составил 37,5 (35,5-41,2): уровень ФКЗ – 46,2 (40,2-52,3), уровень ПКЗ – 28,8 (26,3-37,2) (рисунок 3).

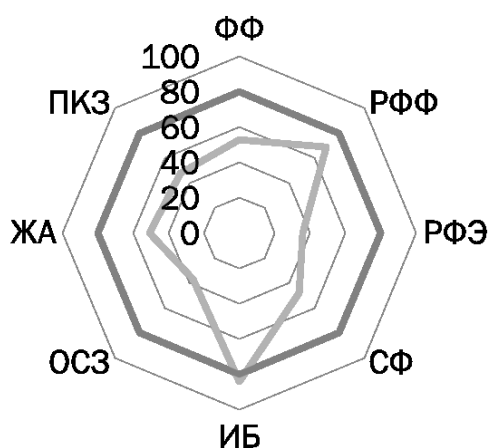


Рисунок 3. Показатели качества жизни у пациентов 3 группы

Достоверные различия были выявлены по всем показателям качества жизни, так уровень КЖ выше у пациентов с парентеральными вирусными гепатитами (рисунок 4).

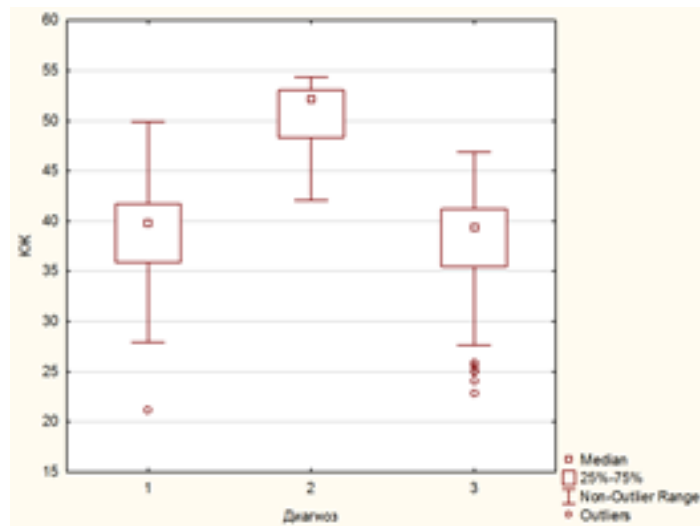


Рисунок 4. Показатели качества жизни у трех исследуемых групп

Достоверные различия ($U=7184,00$; $p=0,042$) в психическом компоненте здоровья были выявлены у мужчин и женщин, так ПКЗ женщин ниже чем у мужчин (рисунок 5).

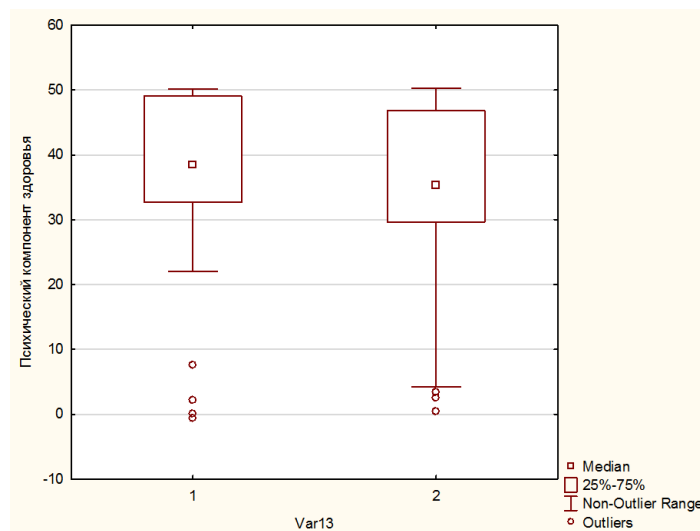


Рисунок 5. Уровень ПКЗ мужчин и женщин

Выводы:

1 Показатель ФКЗ значимо выше, чем ПКЗ; качество жизни пациентов с исследуемыми заболеваниями находится на среднем уровне.

2 Несмотря на этиологический фактор, оценка своего состояния здоровья у женщин в настоящий момент и перспектив лечения хуже, чем у мужчин.

3 Пациенты с парентеральными вирусными гепатитами оценивают свой уровень качества жизни выше, чем пациенты с ВИЧ-инфекцией или же туберкулезом органов дыхания.

Список литературы:

1. Качество жизни больных с хроническим вирусным гепатитом с при астеническом расстройстве и вегетативной дисфункции / О. А. Ефремова, В. А. Руженков, М. С. Митин, С. С. Беляева // Научные ведомости БелГУ. Серия: Медицина. Фармация. –2013. – №11 (154). – с. 37-42.
2. Качество жизни больных на фоне антиретровирусной терапии / И. М. Улюкин // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 11, 2007, выпуск 1.

СЕКЦИЯ 2.
НАУКИ О ЗЕМЛЕ

**РЕЗУЛЬТАТ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ
НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСНОЙ
ДОБАВКИ**

Антонов Виталий Владимирович
магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Соавтор: Кривовязов Сергей Александрович
магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Соавтор: Кулябин Геннадий Андреевич
научный руководитель, д-р техн. наук, профессор
Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

**THE RESULT OF THE STUDY OF THE STABILITY OF NONIONIC
SURFACTANTS FOR THE DEVELOPMENT OF COMPLEX
SUPPLEMENTS**

Vitaly Antonov
Undergraduate, Tyumen industrial University,
Russia, Tyumen

Sergey Krivomazov
Undergraduate, Tyumen industrial University,
Russia, Tyumen

Kulyabin Gennady Andreevich
doctor of technical Sciences, Professor, Tyumen industrial University,
Russia, Tyumen

Аннотация. В работе рассмотрена методика определения ингибирующей способности бурового раствора. Проведен ряд экспериментов при выборе НП АВ способные гидрофобизировать поверхность бурильной колонны и КНБК. Разработанная добавка должна покрывать гидрофильную поверхность

глинистых частиц, стенок скважины и металла и обеспечивать образования на ней пленки неполярных жидкостей.

Abstract. The paper discusses the method for determining the inhibitory ability of the drilling fluid. A number of experiments have been carried out in selecting nonionic surfactants capable of waterproofing the surface of the drill string and the BHA. The developed additive should cover the hydrophilic surface of the clay particles, the walls of the well and the metal and ensure the formation of a film of non-polar liquids on it.

Ключевые слова: эмульгатор, неионогенные поверхностно-активные вещества, эмульсия, эфиры жирных кислот, комплексная добавка.

Keywords: emulsifier, non-ionic surfactants, emulsion, fatty acid esters, complex additive.

Эмульгаторы представляют собой химические соединения, способные концентрироваться на границах различных фаз и снижать поверхностное натяжение [5, с. 664]. В качестве эмульгатора предполагается использование неионогенных поверхностно-активных веществ, которые не диссоциируются в буровых растворах на водной основе на ионы и при смешивании с пластовой водой не влияют на проницаемость призабойной зоны пласта [3, с. 312].

Неионогенные поверхностно-активные вещества снижают поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела сред. Даже малые добавки неионогенных поверхностно-активных веществ резко изменяют условия молекулярного взаимодействия. Поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхности бурильного инструмента и глинистых частиц, обволакивая их [4, с. 24].

В качестве объектов исследования были выбраны этоксилаты натуральных высших жирных спиртов фракций C12-C14 (7, 10 и 2 моля окиси этилена):

- 1 Синтанол АЛМ-2;
- 2 Синтанол АЛМ-7;
- 3 Синтанол АЛМ-10;

Ингибирующая способность измерялась на тестере линейного расширения глинистых сланцев OFITE. Суть метода заключается в измерении высоты спрессованного образца бентонита, погруженного в буровой раствор. Изменение высоты образца замеряется с помощью высокоточного микрометра, подключенного к компьютеру. По результатам испытаний строят сравнительный график.

Основной частью прибора (рисунок 1) является электронный микрометр, определяющий высоту образца бентонита. Микрометра закреплен на стойке и соединен с компьютером. Стойка закреплена на электрической плитке с магнитным перемешиванием. На плитку устанавливается ячейка, в которую помещается образец бентонита и заливается раствор.

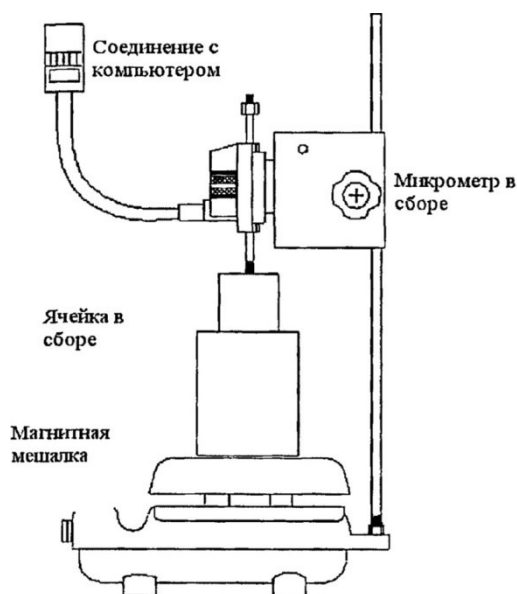


Рисунок 1. Тестер линейного расширения глинистых сланцев OFITE

Принцип действия тестера линейного расширения глинистых сланцев: в ячейку помещают спрессованный образец бентонита, сверху которого располагают поршень и устанавливают шток микрометра. При воздействии бурового раствора на бентонит высота образца изменяется, изменение фиксируется микрометром и через определенные промежутки времени передается в компьютер. Изменение высоты образца программа рассчитывает автоматически за каждый заданный промежуток времени по формуле:

$$\frac{H_{\text{кон}} * 100}{H_{\text{нач}}}$$
$$\text{ИВ} = H_{\text{нач}} - 100,$$

Где ИВ – изменение высоты образца, %;

$H_{\text{нач}}$ – исходная высота образца, дюйм;

$H_{\text{кон}}$ – высота на данный момент времени.

Для определения ингибирующей способности буровых растворов использовался необработанный бентонит ПБН с влажностью 10%. Прессование производилось при 420 атм в течении 30 минут. Продолжительность воздействия бурового раствора на образец бентонита составляла 72 ч, изменение высоты образца фиксировалось через каждые 10 минут. Каждый опыт проводился на двух образцах спрессованной глины для устранения ошибок измерений.

Эмульгирующая способность неионогенных поверхностно-активных веществ определялась по продолжительности жизни эмульсии при различных концентрациях неионогенных поверхностно-активных веществ определялась по следующей методике:

Готовится десять растворов тестируемого неионогенных поверхностно-активных веществ в масле И-20 и в биодизеле в концентрациях 1, 2, 3, ...10 %;

Раствор неионогенных поверхностно-активных веществ в неполярной жидкости добавляется в 200 мл воды в концентрации 3% по объёму.

Полученная смесь помещается в высокоскоростной миксер для приготовления бурового раствора «Hamilton» [4, с. 30]., где перемешивается в течение 1 минуты;

Полученная эмульсия (с разными концентрациями неионогенных поверхностно-активных веществ) выливается в десять стеклянных лабораторных стаканов;

Производится визуальное наблюдение за устойчивостью образцов эмульсионных растворов, и результаты наблюдений записываются в таблицу.

Таблица 1.

Влияние НПАВ на устойчивость эмульсий

Наименование НПАВ	Время устойчивости при максимальной концентрации, ч	
	Эстеры	Масло И — 20
АЛМ-2	>12	5
АЛМ-7	8	0.5
АЛМ-10	7	0.5

Как можно увидеть по табличным результатам, наиболее стабильную эмульсию с эфирами жирных кислот и с минеральным маслом образует Синтанол АЛМ - 2.

Для определения пенообразующей способности неионогенных поверхностно-активных веществ использовалась следующая методика.

Базовый раствор перемешивается в высокоскоростном миксере в течение 10 минут, затем перемещается в лабораторную мешалку и перемешивается еще раз в течение 10 минут. После этого измеряется плотность полученной суспензии. После измерения плотности базового раствора, в него добавляется 0,25% от объема тестируемого реагента, и повторяются вышеописанные действия. Тест проводится с каждым тестируемым неионогенным поверхностно-активным веществом. Результаты исследований приведены в таблице 2. Наименьшая плотность свидетельствует о максимальном пенообразовании и наоборот.

Таблица 2.

Влияние НПАВ на пенообразование в водных растворах

Раствор НПАВ	Плотность раствора после пенообразования, кг/м ³
Базовый раствор №1	1040
№1+0,25% АЛМ-2	1000
№1+0,25% АЛМ-7	1020
№1+0,25% АЛМ-10	1030

По результатам исследований наиболее высоким пенообразующим эффектом обладает Синтанол АЛМ-10, а самым низким - Синтанол АЛМ-2. Учитывая вышеприведенные данные экспериментов, наилучшим эмульгатором

из тестируемых реагентов для приготовления комплексной добавки является Синтанол АЛМ-2.

Список литературы:

1. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение/ - Л.: Химия, 1981.- 304 с.
2. Мартель А.С. «Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования» Санкт-Петербург 2010. 172 с.
3. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. - М.: Недра, 2007. - 312с.
4. Пеньков А.И. Составы буровых растворов, применяемых при бурении горизонтальных скважин и оценка соответствия их свойств требованиям бурения ГС / А.И. Пеньков, В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. — Краснодар, 1998. -с. 21 -37.
5. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005 – 664с.
6. Ишбаев Г.Г., Христенко А.Н., Христенко А.В. Современные аспекты применения ПАВ для повышения эффективности алмазного бурения нефтяных и газовых скважин <http://burneft.ru/archive/issues/2010-03/10>
7. Лютиков К.В. Повышение смазочной способности буровых растворов [Текст] / К.В. Лютиков // Труды научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ, Ухта, 2011 г.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА СТВОЛОВ ОТВЕТВЛЕНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ

Галлямов Линар Рафикьянович

*магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень*

Бородин Андрей Геннадиевич

*магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень*

Нафиков Айдар Марселевич

*магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень*

Туптин Алексей Юрьевич

*магистрант, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень*

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR EFFECTIVE CONSTRUCTION OF BRANCH SHAFTS IN PRODUCTION WELLS

Linar Gallyamov

*graduate student of Tyumen industrial University,
RF, Tyumen*

Andrew Borodin

*graduate student of Tyumen industrial University,
RF, Tyumen*

Aydar Nafikov

*graduate student of Tyumen industrial University,
RF, Tyumen*

Alexey Tuptin

*graduate student of Tyumen industrial University,
RF, Tyumen*

Аннотация. В настоящее время все большее внимание уделяется процессам, связанным с реализацией эксплуатационных скважин. Именно поэтому в представленной статье проведен анализ разработки технологии эффективного строительства стволов ответвления в эксплуатационных

скважинах. Методология исследования – анализ научной литературы по заданной проблеме, а также отечественного опыта.

Abstract. Currently, more and more attention is paid to the processes associated with the implementation of production wells. That is why the article analyzes the development of technology for effective construction of branch shafts in production wells. Research methodology-analysis of scientific literature on a given problem, as well as domestic experience.

Ключевые слова: эксплуатация, ответвление, скважина, разработка, запасы, строительство стволов.

Keywords: operation, branch, well, development, reserves, construction of trunks.

С целью рационального использования природных ресурсов, повышения производительности эксплуатационных скважин, а также сокращения затрат на проекты бурения предлагается разработать технологию эффективного строительства стволов ответвления в эксплуатационных скважинах.

Как показывает практика, далеко не всегда разведанные запасы дебита скважины соответствуют реальным запасам, чаще всего показатели реального дебита в несколько раз выше объема разведанных запасов. Поэтому предлагается на стадии проектирования предусмотреть закладку эксплуатационных скважин со стволами ответвления в горизонтальном направлении.

В сравнительной оценке моделей определения дебита скважин с горизонтальным окончанием дается вывод формулы притока для горизонтальной скважины (на основе теории ньютонова потенциала и асимптотических разложений) в зависимости от геометрических параметров системы «скважина + пласт» (зона, дренируемая горизонтальной скважиной представляет собой слой усечённого параллельными плоскостями шара, показанная на рисунке 1г:

$$Q_{\pi} = \frac{k_{\pi}}{\mu} \frac{2\pi L \Delta P}{\ln \frac{L}{R_c} + 0.1 \frac{R_k - h}{h} \ln \frac{R_k}{h}} \quad (1)$$

где k_{π} - проницаемость в плоскости напластования;

h - мощность пласта;

ΔP - перепад давления;

μ - вязкость нефти;

L - длина горизонтального участка;

R_c - радиус скважины;

R_k - радиус контура питания.

Указанная формула (1) сравнена с формулами притока, полученными другими авторами:

1. В.П. Меркулова

$$Q_M = \frac{k}{\mu} \frac{2hL\Delta P}{R_k + \frac{h}{\pi} \ln \frac{h}{2\pi R_c} - \frac{h}{\pi} \left(\ln \sqrt{\frac{R_k^2 + (\frac{L}{2})^2}{L}} - \lambda \right)} \quad (2)$$

Где $\lambda = 0.426a + 4.45$

$$a = \frac{L}{2h}$$

L - длина горизонтального участка.

2. Ю.П. Борисова

$$Q_d = \frac{k}{\mu} \frac{2\pi h \Delta P}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_c}} \quad (3)$$

3. S.D. Joshi

$$Q_d = \frac{k}{\mu} \frac{2\pi h \Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_c}} \quad (4)$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^2} \right]^{0.5}$$

Где

k_n - проницаемость в плоскости напластования;

h - мощность пласта;

ΔP - перепад давления;

μ - вязкость нефти;

L - длина горизонтального участка;

R_c - радиус скважины;

R_k - радиус контура питания.

4. G.I. Renard

$$Q_p = \frac{2\pi k k'}{\mu} \frac{\Delta P}{\frac{1}{\cosh(x)} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_c}} \quad (5)$$

$$x = \frac{2a}{L}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^2} \right]^{0.5}$$

Где

5. В.Г. Григулецкого

$$Q_1 = \frac{2\pi \sqrt{k_H k_V} \beta h \Delta P}{\mu B_0} \frac{1}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2\pi R_c}} \quad (6)$$

где k_H - горизонтальная проницаемость;

k_V - вертикальная проницаемость;

$\beta = \sqrt{k_H k_V}$ - коэффициент;

B_0 - объемный пластовый фактор нефти.

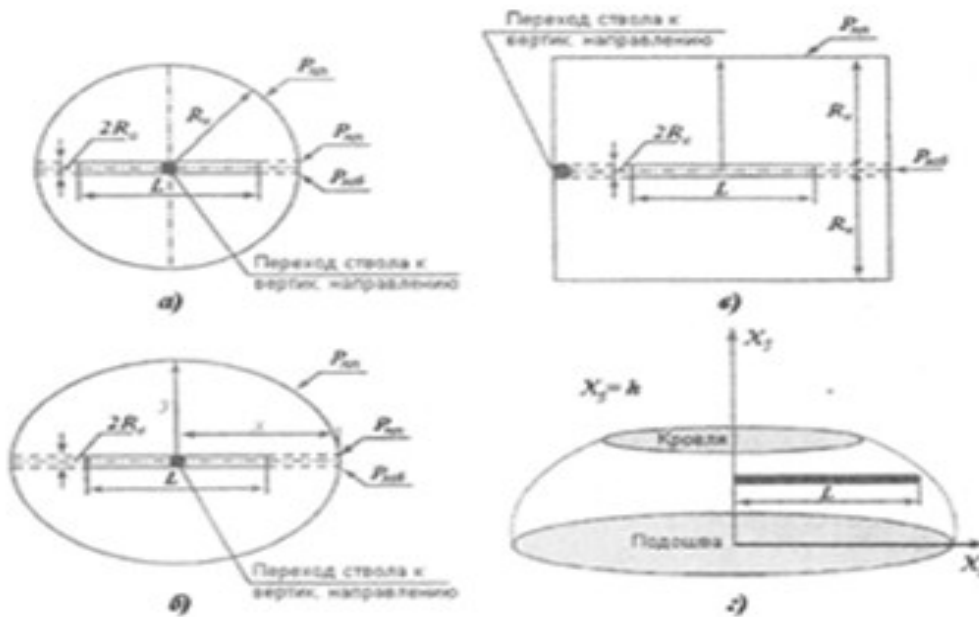


Рисунок 1. Схемы зоны влияния работы горизонтальной скважины, принятые при решении задач фильтрации флюида к горизонтальному стволу: а – круга; б – эллипса; в – прямоугольника; г – усеченного шара

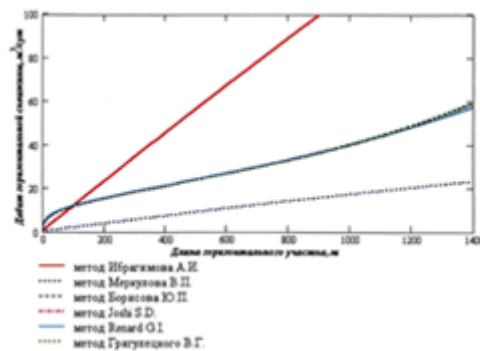


Рисунок 2. Зависимость дебита от длины скважины

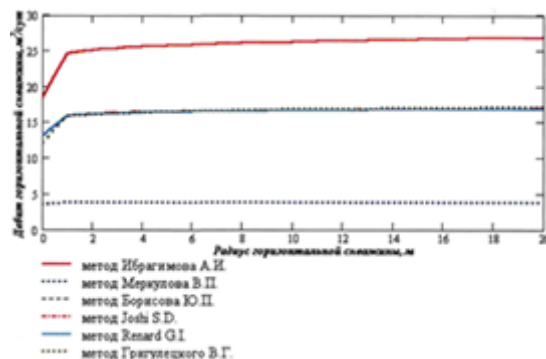


Рисунок 3. Зависимость дебита от радиуса скважины

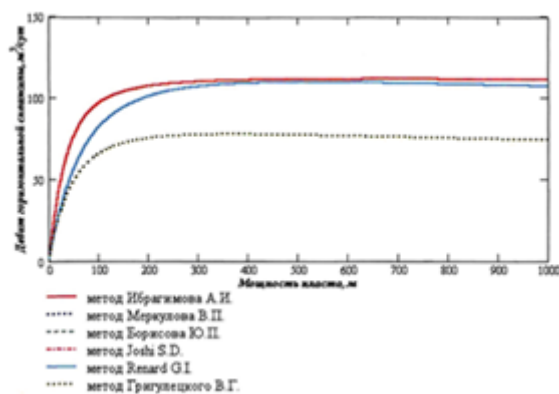


Рисунок 4. Зависимость дебита от мощности пласта

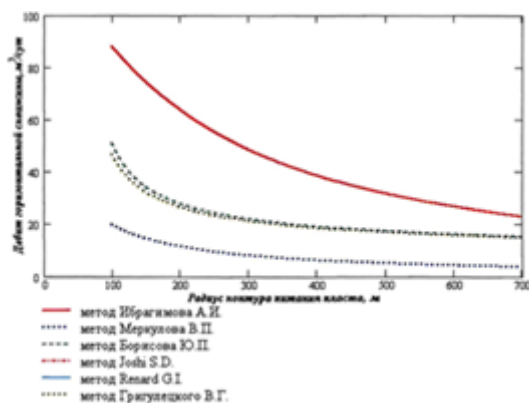


Рисунок 5. Зависимость дебита от радиуса контура

Как видно из рисунков, модели Ю.П. Борисова, S.D. Joshi, G.I. Renard и В.Г. Григулецкого при одинаковых условиях совпадают по всем графикам. В то же время, из рисунков видно, что модель притока (3) дает существенную линейную зависимость дебита скважины от её длины, а остальные модели - логарифмические (выполаживающиеся) зависимости.

Приведенные выше формулы (1) – (6) несомненно, представляют большой интерес и могут быть использованы при исследовании скважин с горизонтальным профилем. Однако приведенные выражения имеют существенный недостаток - они не учитывают изменение давления по длине горизонтальной скважины.

Новая технология подразумевает бурение боковых стволов с горизонтальными участками расположения на базе ранее пробуренных скважин. В обычном случае при снижении объема добычи ресурсов скважина подлежит консервации, в худшем случае она выводится из эксплуатации.

Чтобы оптимизировать траты на создание новых скважин, предлагается монтировать боковые стволы на базе уже используемых скважин.

Это позволит полноценно освоить те запасы ресурсов, которые находятся на уровне других слоев или в определенном отдалении от места бурения основной скважины.

Расположение нескольких скважин на участке с боковыми стволами целесообразно планировать по горизонтальной схеме. Это позволит осваивать в рамках одного проекта бурения большие территории и полноценно использовать реальный запас дебита, а не тот объем ресурсов, который удалось разведать на стадии проектирования скважины.

При проектировании расположения боковых стволов скважин необходимо учитывать местоположение основного продуктивного пласта. Основным условием для повышения эффективности технологии многоствольного бурения является закладка основного ствола скважины на предельно допустимую глубину. Все остальные боковые стволы должны располагаться выше по отношению к местоположению основного ствола.

Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени неоднородности продуктивного пласта, степени устойчивости разреза.

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, при которой продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослоями, причём точное расположение продуктивных зон неизвестно, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразно и для эффективного использования скважин предлагается их оснастить боковыми стволами с волнообразным профилем. То есть, боковые стволы должны попадать не только в зону основного продуктивного пласта, но и прилегающих пропластков. Проектирование таких скважин выполняется с помощью специальных компьютерных программ, например «Drilling Office», «Landmark Wellplan» и т.п.

Новая технология монтажа боковых стволов должна опираться на строительство боковых ответвлений от скважины с учетом технических параметров и ресурсоемкости основного ствола скважины (рис.6).

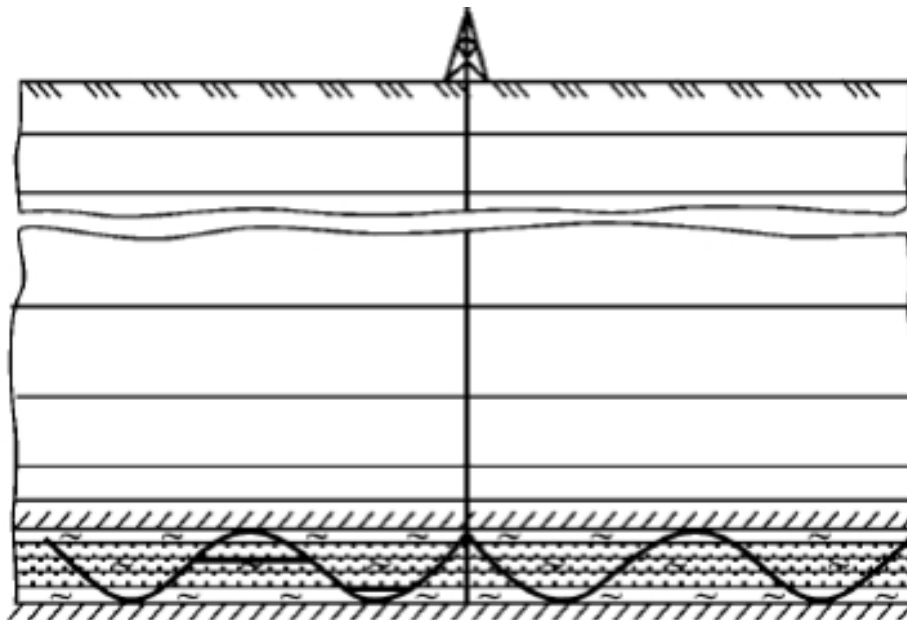


Рисунок 6. Новая технология монтажа боковых стволов

Такой вид горизонтального участка может успешно применяться в залежах платформенного типа, когда толщина пласта и прослоев меняется по площади, продуктивный разрез недостаточно устойчив, а в непосредственной близости над ним залегают породы, требующие надёжной изоляции обсадными трубами с цементированием. Залежи подобного типа широко распространены в России (например, в Западной Сибири) и за рубежом, из них добывается основное количество нефти. В этих условиях из-за слоистого строения продуктивного пласта вследствие частого переслаивания песчаников прослоями глин или аргиллитов вскрытие пласта параллельным и полого-наклонным стволом не всегда оказывается целесообразным. Разработка техники и технологии бурения волнообразных стволов, позволяющих многократно (до 6-10 раз) пересекать продуктивный пласт представляется перспективным. При необходимости следует предусмотреть изоляцию продуктивного пласта креплением обсадной колонной и цементированием с последующей перфорацией против

нефтеносных пластов. Бурение таких скважин позволит коренным образом улучшить разработку нефтяных месторождений упомянутого типа (например, в Западной Сибири), поскольку повышается вероятность многократного вскрытия каждого из прослоев, что равнозначно уплотнению сетки скважин, и должно приводить к увеличению как текущих отборов нефти, так и конечной нефтеотдачи. Волнообразный ствол по сравнению с полого-наклонным и параллельным стволами при одинаковой проходке в пределах продуктивного пласта даёт при прочих равных условиях больший дебит. Волнообразный ствол целесообразно применять при отсутствии в кровле и подошве активных водоносных, газоносных и поглощающих пластов, так как возможны выходы ствола за пределы пласта. Не следует использовать волнообразный профиль горизонтального участка для вскрытия небольших по мощности продуктивных пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твёрдости.

Таким образом, при использовании этой технологии повышается производительность эксплуатационных скважин, сокращаются капитальные затраты на разведку. В результате снижаются издержки на реализацию проектов добычи за счет увеличения площади добычи ресурсов с использованием одной многоствольной установки. Предложенная технология также позволяет сократить сроки разведки и эксплуатации добывающих скважин.

Список литературы:

1. Беркунов В.С. Проектирование гидравлической программы промывки скважины при бурении с помощью винтовых забойных двигателей // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. № 8-9. С. 7-10.
2. Леонов Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении. 2017. С. 304.
3. Балденко Д.Ф. Винтовые забойные двигатели. 2016. С. 374.
4. Акопов С.А. Вывод функционального уравнения интенсивности износа рабочих органов винтовых забойных двигателей с применением теории размерностей // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ /СевКавНИПИГаз. Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2015. С. 176

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОЗЕРО БАЙКАЛ

Наибов Абдулкерим Шамханович

*магистрант Чеченского государственного университета,
РФ, Чеченская Республика, г. Грозный*

Гагаева Зульфира Шернаевна

*научный руководитель, канд. геогр. наук, доцент
Чеченского государственного университета,
РФ, Чеченская Республика, г. Грозный*

Аннотация. Исследованы геоэкологические проблемы озера Байкал, вызванные антропогенным воздействием на экосистему озера.

Рассмотрено химическое загрязнение озера в результате судоходства, туристической активности, со стоками и смывами из населенных пунктов, сточными водами и выбросами в атмосферу Байкальского целлюлозно-бумажного комбината.

Ключевые слова: озеро Байкал, химическое загрязнение, экосистема озера Байкал, антропогенное воздействие, Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат.

В данной статье рассматриваются последствия антропогенного воздействия на озеро Байкал.

Экологические проблемы озера Байкал были в полной мере сформулированы еще в 1998 году на заседании научного совета по проблемам биосферы при Президиуме Академии Наук РФ.

Ученые на тот момент дали исчерпывающий перечень не только источников и видов загрязнения, но и предложили пути их решения [5].

Самое глубокое озеро на планете, содержащее почти 20% всех запасов пресной воды в мире, находится в азиатской части России на границе Иркутской области и Бурятии.

Оно в форме полумесяца протянулось на 690 км и имеет ширину до 79 км. Дно Байкала ниже уровня Мирового океана на 1167 м, а поверхность выше на

455 м по площади водной поверхности оно занимает седьмое место в мире. Максимальная глубина 1642 м, средняя около 744 м, объем воды в Байкале 23 тысячи км³.

Точное количество его притоков неизвестно. В XIX веке их насчитывалось 336.

Самыми крупными, из существующих, являются Селенга, Верхняя Ангара, Баргузин, Турка, Снежная и Самара. Вытекает из озера лишь одна река – Ангара [3, 4].

После того как Президиум Академии Наук России обратил внимание на экологические проблемы озера Байкал, в 1999 году был принят специальный Федеральный закон «Об охране озера Байкал».

Он устанавливал особый режим хозяйственной деятельности и вводил некоторые запреты [1].

Уникальная природа Байкала недостаточно изучена, чтобы ответственно заявлять, что именно может нанести ей наибольший ущерб.

Но существует три основных, абсолютно точно установленных источника таких проблем.

Это воды, которые несет в озеро река Селенга, гидросооружения на реке Ангара и Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат.

Существуют и другие экологические проблемы Байкала.

Например: браконьерство, незаконная вырубка леса, сброс неочищенных стоков предприятиями, населенными пунктами и водным транспортом, бытовые отходы, а также неорганизованный туризм.

Показатели предельно допустимых концентраций некоторых видов веществ превышены [2].

На экологические проблемы Байкала, как и любой другой озерной экосистемы, большое влияние имеет водообмен, то есть объем поступающей и вытекающей воды.

С 1956 года Байкал стал частью Иркутского водохранилища.

В результате введения в эксплуатацию каскада гидросооружений, уровень воды в озере поднялся на 1 м. по оценкам ученых, это был самый сильный удар по природной системе Байкала.

Подпорная плотина Иркутской ГЭС способствовала еще большему подъему уровня воды. В результате было затоплено более 500 км² суши.

Но самое губительное воздействие на экосистему бассейна озера имеет колебания уровня воды.

Уничтожаются места нереста рыбы и гнездования птиц.

На озере живет уникальное животное, называемое байкальской нерпой.

Ее детеныш – белек – своим видом являет воплощение доверчивости, уязвимости и незащищенности.

Его браконьерский, а иного и не было, промысел невероятно жесток. Маленькое и абсолютно белое существо с доверчивыми черными глазками убивали ударом кирки по голове.

На белька даже не расходовали патроны.

Мех белька, из-за своего цвета, очень ценился, а добыча не представляла сложности. Детеныш не мог убежать.

Он лежал, жалобно крича, и ждал своего удара по голове.

Разве это не напоминает Байкал и то, что с ним делает человек?

Озеро не может ответить, а лежит такое чистое и беззащитное перед «царем природы» и ждет удара [3].

Выводы: Какие последствия ждет Байкал:

1. Строительство ГЭС Шурэн в русле главной реки — Селенга — наиболее неблагоприятно.

2. Безвозвратное водопотребление (переброска части стока воды) неизбежно приведет к понижению уровня воды Байкала.

3. Для того, чтобы влияние ГЭС (в случае их строительства) на уровень воды в Байкале было наименьшим, желательно производить не многолетнее регулирование стока, а только сезонное.

Что будет, если приток воды в Байкал уменьшится на 0,5% ?

Если средняя глубина озера - 300 м, то уровень уменьшится на 1,5 метра, и на столько же упадёт уровень воды в течении Ангары, вытекающей из Байкала. Маловодье вызовет пожары [4].

Наличие гидросооружений и предприятий возле водохранилищ приведёт к тому, что вода в Байкале станет непригодной для питья, и Россия потеряет большую часть своих богатств, а цена вопроса построения сооружений - 800 мегаватт электроэнергии.

Экологические проблемы озера Байкал – это лакмусовая бумага, по которой легко определить отношение человека к природе.

Научно-технический прогресс приносит нам каждый день новые открытия и возможности. На смену так необходимой бумаге, которую, уничтожая лес и озеро, производил комбинат, пришли электронные системы.

Деревья, при огромном желании можно вырастить, а можно ли будет хотя бы восстановить неповторимую флору и фауну Байкала, чистоту его воды и причудливые пейзажи его льдов [1, 2]?

На данный момент степень загрязнения озера еще не является максимальной, и губительное воздействие пока обратимо.

Но уровень токсичных веществ в воде все еще гораздо выше нормы, а значит, принимать меры по улучшению ситуации просто необходимо.

Сегодня такие шаги осуществляются на всех уровнях: государственном и инициативном, со стороны активистских движений и благотворительных организаций.

На государственном уровне основными мерами снижения уровня загрязнения Байкала стали: Принятие ФЗ «Об озере Байкал» в 1999 году.

Приостановка действия Байкальского ЦБК и его возможное перепрофилирование, которое позволит защитить озеро от загрязнения выбросами.

Снижение количества сбросов токсичных веществ в реку Селенга.

Контроль и полное обеспечение действия парков и заповедников, расположившихся на территории озера.

Финансирование и поддержка научного компонента: постоянное исследование состояния озера и близлежащих территорий, регулярные пробы воды, контроль численности видов растений и животных [5].

Список литературы:

1. Галазий Г. И. Байкал в вопросах и ответах; Восточно-Сибирское книжное издательство - Москва, 1984. - 368 с.
2. Лаврентьев Александр Зона вторжения. Байкал; АСТ - Москва, 2013. - 416 с.
3. Супруненко Ю. П. Байкал. Край солнца и легенд; Вече - Москва, 2014. - 336 с.
4. Холостых В. И. GloriousBaikal / Удивительный Байкал; Сократ - Москва, 2013. - 128 с.
5. <http://vtorothodi.ru/ecology/zagryaznenie-bajkala> Утилизация и переработка отходов © vtorothodi.ru
6. Государственный доклад «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2015 году».-Иркутск: ИНЦХТ,2016. -372 с
7. Барабанщиков Д. А., Сердюкова А. Ф. Экологические проблемы озера Байкал // Молодой ученый. — 2017. — №25. — С. 104-107.
8. Салоп Л.И. Геология Байкальской горной системы. Том II. Магматизм, тектоника, история геологического развития. - М.: "Недра", 1967. -700с.

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ РОГОЖНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рязанцева Екатерина Анатольевна
студент, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Савастьин Михаил Юрьевич
научный руководитель, директор филиала ТИУ в городе Сургуте
доцент, канд. техн. наук, кафедры РЭНГМ, Тюменский индустриальный
университет,
РФ, г. Тюмень

STATUS OF DEVELOPMENT OF THE ROGOZHNIKOVSKY FIELD

Ekaterina Ryazantseva
student, Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen

Mikhail Savastiin
scientific director, Director of the branch TIU in the city of Surgut
associate professor tech. Sciences, Department RENGМ, Tyumen Industrial
University,
Russia, Tyumen

Аннотация. Основные этапы проектирования разработки месторождения, характеристика текущего состояния разработки месторождения, контроль разработки месторождения.

Abstract. The main stages of the design development of the field, the characteristics of the current state of development of the field, control of field development. Abstract: The main stages of the design development of the field, the characteristics of the current state of the development.

Ключевые слова: разработка; месторождение; пласт; скважина; объект.

Keywords: development; field; layer; well; an object.

Рогожниковское нефтяное месторождение открыто в 1988 году, в разработку введено в 2005 году.

Основные принципиальные положения по разработке месторождения на текущий период определены в последнем документе, составленном Тюменским отделением «СургутНИПИнефть» в 2010 году - «Технологическая схема разработки Рогожниковского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 15.07.2010 №4868).

Основные принципиальные положения разработки предусматривают:

1. Выделение шести эксплуатационных объектов: ВК₁, ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, ТР, РЗ.

2. Применение следующих систем разработки по эксплуатационным объектам:

Объект ВК₁:

- на первом этапе – однорядная, с размещением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м (длина горизонтального участка – 400 м);

- на втором этапе – зарезка боковых горизонтальных стволов при КРС (длина горизонтального участка – 200 м).

Объект ЮК₀ – разработка на режиме истощения наклонно-направленными скважинами с проведением массивованного ГРП и горизонтальными скважинами, пробуренными на депрессии.

Объект ЮК₁ – разработка на режиме истощения одной наклонно-направленной скважиной.

Объект ЮК₂₋₅:

- на первом этапе – однорядная, с размещением наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м. Применение ГРП на стадии освоения;

- на втором этапе – семиточечная, путем бурения в зонах с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора уплотняющих добывающих наклонно-направленных скважин и переводом добывающих скважин базовой сетки под нагнетание.

Объект ТР:

- на первом этапе – однорядная, с размещением наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин по сетке 700x700 м. Применение многоэтапного ГРП на стадии освоения;

- на втором этапе – семиточечная, путем бурения в зонах с повышенными нефтенасыщенными толщами уплотняющих добывающих наклонно-направленных скважин и переводом добывающих скважин базовой сетки под нагнетание;

- совмещение рядов нагнетательных и добывающих скважин объектов ЮК₂₋₅ и ТР;

- в зонах совпадения в плане площадей нефтеносности объектов ЮК₂₋₅ и ТР углубление забоев проектных скважин объекта ЮК₂₋₅ до подошвы объекта ТР и, в случае не получения промышленных дебитов нефти из объекта ЮК₂₋₅, перевод этих скважин на объект ТР.

Объект РЗ – формирование ячейки пятиточечной системы разработки путем бурения четырех наклонно-направленных добывающих и одной нагнетательной скважины с расстоянием между скважинами 500 м. Применение ГРП на стадии освоения.

3.Общий фонд скважин (запасы категорий С1,С2) всего – 2654, в том числе: добывающих – 1511, нагнетательных – 1114, наблюдательных – 13, водозаборных – 16.

4.Фонд скважин для бурения всего – 2363, в том числе: добывающих – 1314, нагнетательных – 1029, наблюдательных – 13, водозаборных – 7.

5.Применение технологии зарезки боковых стволов при капитальном ремонте скважин. Количество боковых стволов для зарезки при КРС – 331 (запасы категорий С1, С2).

По состоянию на 01.01.2017 с начала разработки на Рогожниковском месторождении отобрано: нефти – 14179,5 тыс.т, жидкости – 22985,5 тыс.т, в пласты закачано 11254,8 тыс.м³ воды.

Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) категории С1 составляет 13,1 % при обводненности – 44,7 %. Текущий КИН – 0,031 при утвержденном ГКЗ Роснедра – 0,238, темп отбора от НИЗ – 3,3 %.

По состоянию на 01.01.2017 месторождение находится на стадии растущей добычи нефти (рис.1). В 2016 году достигнуты максимальные уровни добычи нефти по объектам ВК₁, ЮК₀, ЮК₂₋₅, ТР и по месторождению в целом. Основным эксплуатационным объектом является пласт ТР, к которому приурочено 42,2 % геологических запасов нефти. Доля текущей добычи нефти по объекту ТР составляет 74,3 % от общей по месторождению.

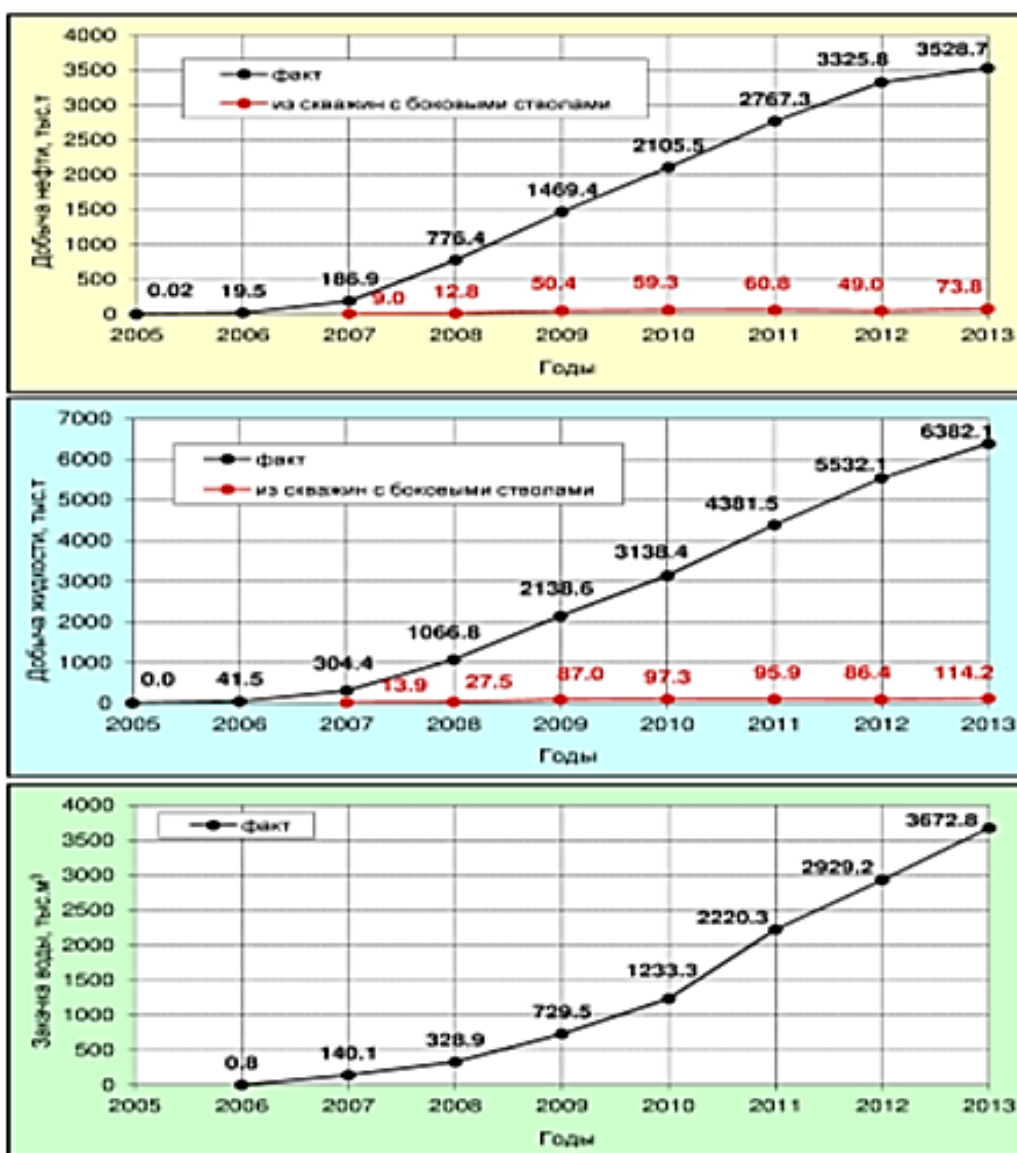


Рисунок 1. Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды

По состоянию на 01.01.2017 в разработке находятся пять эксплуатационных объектов – ВК₁, ЮК₀ (баженовские продуктивные отложения), ЮК₁ (абалакские продуктивные отложения), ЮК₂₋₅ (продуктивные отложения тюменской свиты), ТР. Основной объем добытой с начала разработки нефти обеспечен объектом ТР – 81 % от суммарной добычи по месторождению. Доля накопленной добычи нефти по объекту ВК₁ составляет 17,3 %.

Незначительные объемы нефти добыты по объектам ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, суммарная доля по ним составляет 1,7 % от всей добычи по месторождению .

Эксплуатационные объекты ВК₁, ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₅, ТР, РЗ в плане совпадают, что позволяет использовать низкодебитные скважины, выполнившие свое проектное назначение, на объектах с более высокой плотностью запасов.

В 2016 году скважины эксплуатировались со средним дебитом по нефти 16,9 т/сут, по жидкости – 30,6 т/сут. Средняя обводненность составила 44,7 %.

На 01.01.2017 на месторождении числится 861 скважина, в том числе: добывающих – 717, нагнетательных – 131, водозаборных – 13.

В добывающем фонде числится 717 скважин, в том числе: действующих – 594, бездействующих – 31, в освоении после бурения – 11, пьезометрических – 27, в ожидании ликвидации – 1, ликвидированных – 53.

Способ эксплуатации действующего фонда скважин – механизированный. Доля скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 98,6 % (586 скважин), доля скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом – 0,7 % (4 скважины), 4 скважины оборудованы УВН, их доля составляет 0,7 %.

В нагнетательном фонде числится 131 скважина, в том числе: под закачкой – 123, бездействующих – 8.

Фактическая приемистость нагнетательных скважин – 101,8 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2017 накопленная добыча растворенного (попутного) газа составила 1206,9 млн.м³. Добыча растворенного (попутного) газа в 2016 году составила 248,7 млн.м³.

Контроль разработки месторождения осуществляется с целью:

- оценки эффективности применяемой системы разработки в целом, а также отдельных технологических мероприятий по регулированию выработки запасов нефти;

- оценки эффективности технологий, используемых на отдельных участках залежи;

- получение данных о добывных возможностях месторождения, выявления механизма выработки запасов нефти и установление основных закономерностей взаимосвязи между показаниями глубинных и поверхностных исследований необходимых для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

В связи с этим необходимо проводить комплекс исследовательских работ с целью получения исходных данных для уточнения подсчетных параметров, обоснования способов добычи, системы разработки, петрофизических зависимостей, оценки запасов упругой энергии и изучения режима работы залежей.

Для контроля за разработкой месторождения планируется проводить следующие виды исследований:

- определение фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- контроль технологических параметров работы скважин;
- изучение физико-химических характеристик пластовых флюидов;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- определение работы пласта (отдающие и принимающие интервалы, интервалы заводнения).

На месторождении решаются следующие задачи по контролю за разработкой:

- определение профиля притока и источника обводнения;

- определение интервалов поглощения закачиваемой воды, технического состояния колонн и затрубного пространства нагнетательных скважин;
- контроль за техническим состоянием добывающих скважин;
- определение текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроль энергетического состояния залежи;
- определение гидродинамических параметров пласта;
- контроль технологических параметров работы скважин и физико-химических характеристик пластовых флюидов.

Промысловые исследования по определению дебита скважин и обводненности продукции проводятся еженедельно.

Замеры пластового давления эксплуатационных объектов проводятся в пьезометрических, добывающих и нагнетательных скважинах равномерно расположенных по площади залежей. Периодичность построения карт изобар один раз в полугодие.

Для эксплуатационного объекта ВК₁ предусматривается формирование на объекте более плотной системы разработки за счет зарезки боковых горизонтальных стволов, для объекта ТР - за счет зарезки наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов.

Для всех эксплуатационных объектов планируется проведение гидроразрыва пласта с целью увеличения охвата выработкой толщины пластов.

Для эксплуатационных объектов ВК₁, ТР предусматривается применение технологий обработки призабойных зон пласта для выравнивания профиля приемистости нагнетательных и изоляция промытых интервалов добывающих скважин.

Для эксплуатационного объекта ТР планируется проведение дострелов невоскрытых интервалов в добывающих и нагнетательных скважинах с целью увеличения охвата выработкой толщины пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По состоянию на 01.01.2017 месторождение находится на стадии растущей добычи нефти (рис.1). В 2016 году достигнуты максимальные уровни добычи

нефти по объектам ВК₁, ЮК₀, ЮК₂₋₅, ТР и по месторождению в целом. Основным эксплуатационным объектом является пласт ТР, к которому приурочено 42,2 % геологических запасов нефти. Доля текущей добычи нефти по объекту ТР составляет 74,3 % от общей по месторождению. Замеры пластового давления эксплуатационных объектов проводятся в пьезометрических, добывающих и нагнетательных скважинах равномерно расположенных по площади залежей. Периодичность построения карт изобар один раз в полугодие.

Для всех эксплуатационных объектов планируется проведение гидроразрыва пласта с целью увеличения охвата выработкой толщины пластов.

Список литературы:

1. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Рогожниковского месторождения» (протокол Ханты-Мансийской ТКР от 09.08.2002 №341).
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 543с.: ил.
3. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин А.Ю., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1989, - 480 с.
4. Андреев А.Е., Кожевников В.В., Лушникова Л.В., Семенов Д.Ф. Справочник инженера по добыче нефти. – Нефтеюганск: ОАО «Нефтеюганская типография», 2007, - 424 с.
5. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. - М.: Недра, 1990, - 559 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. Монография - Уфа, 2003, - 302 с.
7. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст]: учеб. пособие / В. Д. Лысенко – Москва: Недра, 1996.

МЕТОДИКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА РОГОЖНИКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Рязанцева Екатерина Анатольевна
студент, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Савастьин Михаил Юрьевич
научный руководитель, директор филиала ТИУ в городе Сургуте,
доцент, канд. техн. наук, кафедры РЭНГМ,
Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень,

METHODS OF PRELIMINARY DISCHARGE OF FORMATION WATER AT THE ROGOZHNIKOVSKOYE FIELD

Ekaterina Ryazantseva
student, Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen

Mikhail Savastiin
scientific director, Director of the branch of TIU in the city of Surgut,
associate professor tech. Sciences, Department RENGМ,
Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen

Аннотация. Систему, в которой имеются индивидуальные установки, называют системой сбора нефти с индивидуальными установками, а систему, в которой имеются групповые установки, называют системой сбора нефти с групповыми установками. Если вместе с нефтью по одной трубе собирают газ, то такую систему называют системой совместного сбора нефти и газа или однострувной, в отличие от системы, в которой нефть собирается по одной трубе, а газ – по другой. Наименование системы происходит от среды, перемещаемой по ней, а не от элемента, составляющего систему.

Abstract. A system in which there are individual installations is called an oil recovery system with individual installations, and a system in which there are group installations are called an oil recovery system with group installations. If together

with oil one gas is collected through a single pipe, then such a system is called a system for the joint collection of oil and gas, or one pipe, as opposed to a system in which oil is collected along one pipe, and gas along another. The name of the system comes from the medium moving along it, and not from the element making up the system.

Ключевые слова: нефть; вода; месторождение; пластовая вода; эффективность; резервуар; система подготовки; система сбора.

Keywords: oil; water; field; formation water; efficiency; storage tank; training system; collection system.

В эксплуатацию Рогожниковское месторождение введено в 2005 году.

Недостатком является, кроме удаленности от г Сургута, также сложные геологические и природно-климатические условия, что, например, удорожает бурение в 3 раза. Около 5 млрд рублей вложил Сургутнефтегаз в первичное обустройство, включающее строительство дороги, трубопроводов и ЛЭП.

Рогожниковским месторождение названо в честь Г.Б.Рогожникова одного из первооткрывателей нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири.

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность магистрального транспорта нефти, качество полученных из нее продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

В зависимости от содержания в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы, представленные в таблице 1.

Таблица 1.

Содержание показателей

Показатели	Номер группы		
	1	2	3
Содержание воды, % не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	1800
Содержание механических примесей, % не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров в пункте сдачи нефти, КПа, не более	66,66	66,66	66,66

Предварительный сброс пластовой воды был интенсифицирован вводом в коллектор сырой нефти сточных вод, отделенных при деэмульсации и имеющих температуру до 22 С.

Мероприятия по *предварительному сбросу пластовых вод* базируются на предварительном воздействии поверхностно-активными веществами на нефть уже в системах сбора, что в определенной мере исключает образование стойких эмульсий. Электрические способы с целью интенсификации процесса применяются, как правило, на ступенях обессоливания.

На установке *предварительного сброса пластовой воды*, состоящей из двух параллельно работающих аппаратов вместимостью 200 м³ и имеющие отстойные зоны объемом 150 м³, возможная наибольшая продолжительность пребывания жидкости при максимальном положении поверхности раздела составляет 27 мин. Однако, из-за инерционности и граничных условиях срабатывания системы регулирования уровня жидкости в аппаратах, наблюдается высокая частота изменения высоты слоя жидкости. Отсюда качественные показатели проб воды, отобранные с интервалом в 5 мин, имеют различные значения.

Принципиальные схемы аппаратов *предварительного сброса пластовых вод*. Известны аппараты нескольких типов применяемые для предварительного сброса воды, в том числе вертикальные стальные резервуары РВС (1000 - 5000 м³) и горизонтальные цилиндрические емкости (100 и 200 м³), а также трубчатые аппараты типа КДФ. Вертикальные резервуары специально оборудуются распределительными гребенками для ввода жидкости и вывода

воды. Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования поддерживать в резервуаре постоянный уровень дренажной воды и нефти, необходимый для ведения процесса.

Поэтому приближение объектов *предварительного сброса пластовых вод* и подготовки нефти к скважинам, дожимным насосным станциям, групповым установкам или разработка эффективных технологических процессов по расслоению потока на нефть и воду в наиболее благоприятных технологических условиях (низкая вязкость газированной эмульсии, высокая температура) является крупным резервом снижения энергоемкости процессов добычи, сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды на промыслах.

Расчет отстойника горизонтального для отделения нефти от воды.

Определить количество и размеры горизонтального отстойника, для предварительного сброса воды водяной подушки $\varepsilon=0,46$, если максимальная нагрузка на отстойник по жидкости не превышает G т/сут, а обводненность эмульсии B . Вязкости нефти и воды соответственно равны μ_n и μ_b в мПа·с. Плотность нефти и воды обозначается ρ_n и ρ_r в кг/м³. Диаметр капли воды составляет d мм.

Дано:

$$G = 4000 \frac{т}{сут};$$

$$B = 45\%;$$

$$\mu_n = 6 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\mu_b = 12 \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\rho_n = 810 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_b = 1020 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$d = 1,5 \text{ мм};$$

Решение:

Установившаяся скорость оседания капель воды в нефти определяется из условия равенства внешней силы F , действующей на каплю, силе

сопротивления среды движению капли. Внешняя сила, действующая на каплю, находящуюся в нефти, равна разности между силой тяжести и архимедовой силой (силой плавучести)

В процессе разделения фаз эмульсии при ламинарном режиме отстоя число $Re < 1$, скорость осаждения (всплывания) определяется по формуле Стокса:

$$V_0 = \sqrt{\frac{d_c^2 \cdot (\rho_s - \rho_n) \cdot g}{18 \cdot \mu}} = \sqrt{\frac{(1,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1020 - 810) \cdot 9,81}{18 \cdot 6,0 \cdot 10^{-3}}} = 0,036 \text{ м/с};$$

$$Q_{\text{жс max}} = 36964 \frac{d_c^2 \cdot (\rho_s - \rho_n)}{\mu} = 36964 \frac{(1,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1020 - 810)}{6,0 \cdot 10^{-3}} = 4213 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

Ответ: Тип отстойника ОВД-200 $Q=4213$ т/сут.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наличие значительного количества и разнообразия методик предварительного сброса пластовой воды крайне осложняет и затрудняет выявление наиболее рациональных из них. Между тем, нашей задачей является выбор и применение такого метода, который был бы наиболее рациональным. Рациональность методов определяется следующим основными показателями качества их: эффективность, возможность полного отделения воды, максимальная простота метода и оборудования, экономичность процесса.

Список литературы:

1. Васильев Г. Г., Коробков Г. Е., Коршак А. А., Шаммазов А. М. Трубопроводный транспорт нефти. /Под ред. М. С. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
2. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999.
3. Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.
4. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: ООО "Дизайн ПолиграфСервиз", 2001.

5. Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988.
6. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
7. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981.
8. Сбор и подготовка скважинной продукции: Электронный справочник серии «Черное золото». – Томск: Некоммерческий фонд им. Профессора А. В. Аксарина, 2003.

ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Рязанцева Екатерина Анатольевна
студент, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

Савастьин Михаил Юрьевич
научный руководитель, директор филиала ТИУ в городе Сургуте
доцент, канд. техн. наук, кафедры РЭНГМ,
Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень,

MAINTAINING RESERVOIR PRESSURE

Ekaterina Ryazantseva
student, Tyumen Industrial University,
Russian Federation, Tyumen

Mikhail Savastiin
scientific director, Director of the branch TIU in the city of Surgut associate
professor tech. Sciences, Department RENGМ, Tyumen Industrial University,
Russia, Tyumen

Аннотация. Пластовое давление – это крайне важный параметр, который характеризует энергетические возможности пластов, несущих в себе водные или нефтегазовые ресурсы. Достоинства и недостатки пластового давления.

Abstract. Reservoir pressure is an extremely important parameter that characterizes the energy potential of reservoirs that carry water or oil and gas resources. The advantages and disadvantages of reservoir pressure.

Ключевые слова: пластовое давление; скважина; коллектор; анализ; энергия.

Keywords: reservoir pressure; well; reservoir; analysis; energy.

Пластовое давление – это показатель величины давления, созданного посредством воздействия пластовых флюидов и вымещенного на определенной породе минералов, горных пород и т. д. Флюидами называют любые вещества, поведение которых в ходе деформации можно описать посредством

использования законов механики для жидкостей. Сам термин был введен в оборот научного языка приблизительно в середине семнадцатого века. Им обозначали гипотетические жидкости, с помощью которых старались объяснить с физической точки зрения процесс образования горных пород.

Прежде чем приступить к разбору пластового давления, следует обратить на некоторые важные понятия внимание, которые с ним связаны, а именно: пласт и его энергия. Пластом в геологии называют тело, обладающее плоской формой. Его мощность при этом гораздо слабее размера площади распространения, в пределах которого она действует. Также данный показатель мощности обладает рядом однородных признаков и ограничивается набором параллельных поверхностей, как малых, так и больших: кровля – верх и подошва – низ. Определение силового показателя можно определить посредством нахождения кратчайшего расстояния между подошвой и кровлей.

Пласты могут образовываться из нескольких прослоек, принадлежащих различным породам и связанных между собой. Примером может служить угольный пласт с имеющимися слоями аргиллитов. Нередко терминологическую единицу «пласт» применяют при обозначении стратифицированных скоплений полезных ископаемых, таких как: уголь, залежи руды, нефти, а также водоносные участки. Складывание пластов происходит посредством накладывания друг на друга различных осадочных пород, а также вулканогенных и метаморфических горных.

Пластовое давление тесно связано с понятием пластовой энергии, которая является характеристикой возможностей пластов-коллекторов и заключенных в них флюидов, например: нефти, газа или воды. Важно понимать, что ее значение базируется на том, что все вещества внутри пласта находятся в состоянии постоянного напряжения, обусловленного горным давлением.

Пластовое давление – это крайне важный параметр, который характеризует энергетические возможности пластов, несущих в себе водные или нефтегазовые ресурсы. В процессе его формирования участвуют несколько видов давления. Все они ниже будут перечислены:

- гидростатическое пластовое давление;
- избыточное газовое или нефтяное (сила Архимеда);
- давление, что возникает вследствие изменений размерной величины объема резервуара;
- давление, возникающее благодаря расширению или сжатию флюидов, а также изменению их массы.

Понятие пластового давления включает в себя две его разные формы:

1. Начальное – исходный показатель, которым обладал пласт до вскрытия его резервуара под землей. В некоторых случаях оно может сохраняться, то есть не нарушаться вследствие воздействия техногенных факторов и процессов.
2. Текущее, которое также называют динамическим.

Если сравнивать пластовое давление с условным гидростатическим (давлением столбца пресной жидкости, высотой от показателя дневной поверхности до точки замера), то можно сказать, что первое делится на две формы, а именно, аномальную и нормальную. Последняя пребывает в непосредственной зависимости с глубиной залегания пластов и продолжает расти, приблизительно на 0,1 Мпа за каждые десять метров.

ПД в нормальном состоянии является равным гидростатическому давлению водяного столба, с плотностью, равной одному грамму на см³, от пластовой кровли до земной поверхности по вертикали. Аномальным пластовым давлением называют любые формы проявления давления, которые отличаются от нормального.

Существует 2 вида аномального ПД, о которых сейчас будет рассказано.

Если ПД превышает гидростатическое, т. е. то, в котором давление столбца воды обладает показателем плотности, равным 103 кг/м³, то его называют аномально высоким (АВПД). Если показатель давления в пласте ниже, то его именуют аномально низким (АНПД).

Аномальное ПД находится в система изолированного типа. В настоящее время однозначного ответа на вопрос о генезисе АПД не существует, так как здесь мнения специалистов расходятся. Среди главных причин его образования

находятся такие факторы, как: процесс уплотнения пород глины, явление осмоса, катагенетический характер преобразования породы и включенных в нее органических соединений, работа тектогенеза, а также наличие геотермической среды в недрах земли. Все перечисленные факторы могут становиться преобладающими между собой, что зависит от строения геологической структуры и исторического развития региона. Однако большая часть исследователей полагает, что важнейшей причиной того или иного формирования пласта и наличия в нем давления, является фактор температуры. Это основано на том, что тепловой коэффициент расширения любого флюида в изолированной породе превышает во много раз этот же показатель у минерального ряда компонентов в породе гор.

АПД устанавливается вследствие проведения бурения в различных скважинах, как на суше, так и на территории акваторий. Это связано с постоянным поиском, разведкой и разработкой залежей газа и/или нефти. Обычно их находят в довольно большом интервале уровня глубин. Где крайне глубоко на дне, чаще можно встретить аномальное высокое пластовое давление (от четырех км и больше). Чаще всего такое давление будет превышать гидростатическое, приблизительно в 1,3 - 1,8 раз. Иногда встречаются случаи от 2 и до 2.2; в таком случаи они чаще всего не способны достигнуть превышения геостатического давления, которое оказывает вес вышележащей породы. Крайне редко можно встретить случаи, в котором на большой глубине можно зафиксировать АВПД равное или превышающее значение геостатического давления. Предполагается, что это обусловлено воздействием различных факторов, таких как: землетрясение, грязевой вулкан, возрастание солянокупольной структуры.

ПД постоянно меняется по мере распространения пласта и увеличению глубины залежей нефти или газа. Также оно возрастает вследствие роста мощности водоносного горизонта. Сопоставляется такое давление только с какой-либо одной плоскостью, а именно уровнем, первоначальным положением

водонефтяного контакта. Показатели таких приборов, как манометр, показывают результаты лишь для зон пониженного типа.

Если говорить конкретно о пластовом давлении скважины, то под этими словами подразумевают величину скопления полезных ископаемых, находящихся в пустотах земли. Причиной такого явления послужило случайное наличие возможности у основной части пласта выйти на поверхность. Процесс напорности пласта осуществляется, благодаря образовавшимся отверстиям.

Система поддержания пластового давления – это технологический комплекс из оборудования, что требуется для проведения работы по подготовке, транспортировке и закачке агента, выполняющего усилие, необходимое для проникновения в пространство пласта с нефтью. Теперь перейдем непосредственно к конкретике.

Поддержание пластового давления выполняется системой, включающей в себя:

- объекты для различного типа закачек, например воды внутрь пласта;
- подготовку всасываемой воды до состояния кондиций;
- надзор за качеством воды в системах ППД;
- слежение за выполнением всех требований к технике безопасности, а также проверку уровня надежности и герметичности в устройстве системы эксплуатации промышленного водовода;
- использование водоподготовительного цикла в замкнутом виде;
- создание возможности для изменения параметров, отвечающих за режим закачки воды из полости скважины.

СППД в себе несет три основные системы: нагнетательную для скважины, трубопроводную и распределительную и по закачке агента. Также включено оборудование по подготовке агента, эксплуатируемого для проведения закачки.

Формула пластового давления: $R_{пл} = h \cdot r \cdot g$, где

h – это уровень высоты жидкостного столба, уравновешивающего ПД,

r – это величина плотности жидкости внутри скважины,

g – это показатель ускорения в свободном падении m/c^2 .

Вскрытие пластов при депрессии наиболее эффективно при $K_a \leq 1$, потому что при любом виде промывочной жидкости мы неизбежно получаем загрязнение.

Практически единственным способом получения депрессии является снижение плотности промывочной жидкости. $P_c = P_{гст} + P_{гд}$, $\rho_{пж}$ уменьшается.

Когда $K_a = 0,8 - 1,0$

Достоинства:

- Повышается скорость проходки,
- Увеличивается срок службы долота,
- Сокращение времени бурения,
- Снижение затрат,
- Отсутствие закупоривания пласта,
- Ускоренная продуктивность,
- Возможность постоянного наблюдения за пластом,
- Увеличение производительности скважины,
- Увеличение суммарной добычи,
- Уменьшение загрязнения окружающей среды,
- Повышенная безопасность,
- Сводятся к минимуму осложнения (потеря циркуляции, дифференциальный прихват инструмента, осыпание глинистых сланцев).

Недостатки:

- Высокая стоимость оборудования,
- Неустойчивость ствола скважины,
- Необходимость постоянного поддержания депрессии,
- Ограничения в использовании геофизических приборов,
- Вероятность закупоривания пласта,
- Спонтанное набухание,
- Наличие сверхпроницаемых зон,
- Невозможность должного контроля давления, Воспламеняемость,

- Коррозия

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям:

- 1) низкопродуктивные скважины с высокой нефтенасыщенностью по ГИС;
- 2) скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- 3) скважины, имеющие заниженный дебит против окружающих;
- 4) скважины с загрязненной ПЗ;
- 5) нагнетательные скважины с низкой приемистостью;
- 6) нагнетательные скважины с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу.

ГРП не рекомендуется проводить:

- 1) в нефтяных скважинах вблизи контура нефтеносности;
- 2) в технически неисправных скважинах.
- 3) В добывающих скважинах расположенных вблизи нагнетательных
- 4) В пластах малой толщины $< 5\text{м}$
- 5) В пластах с неконтактной подошвенной водой, отделенной от продуктивной части тонкой глинистой перемычкой;
- 6) Высоко обводненные скважины (наилучшие результаты достигаются при обводненности менее 30%).

В зависимости от принципиальных технологий и направленности эффекта методы воздействия делятся на следующие группы:

Химические методы – направлены на растворение компонентов, снижающих проницаемость ПЗП и увеличения проницаемости существующих каналов фильтрации. Для терригенных коллекторов используются ГКО. СКО используются для воздействия на карбонатные коллектора. СКО и ГКО могут применяться при освоении скважин после бурения и для очистки ПЗП нагнетательных скважин от кольматирующих материалов (окислов железа, КВЧ) Обработки растворителями применяются для удаления отложений АСПО в ПЗП.

Механические методы - направлены на формирование новых каналов фильтрации (ГРП, гидropескоструйная перфорация) и очистки имеющихся (гидровиброобработка). ГРП является одним из наиболее эффективных механических методов воздействия. ГРП применяется в низкопродуктивных малообводненных скважинах. Недопускается проведение ГРП в технически неисправных скважинах, при высокой вероятности прорыва нагнетаемой или законтурной воды. С высокими рисками связано проведение ГРП в зоне с неконтактной подошвенной водой. ГРП может использоваться для повышения приемистости нагнетательных скважин – негативным последствием при этом могут быть более быстрые темпы обводнения добывающих при прорыве воды по высокопроницаемым каналам.

Тепловое воздействие - проводят в коллекторах с тяжелыми высоковязкими парафинистыми смолистыми нефтями при пластовых температурах, близких к температуре кристаллизации парафина или ниже нее. В карбонатных коллекторах с высоковязкой нефтью для повышения дебитов скважин проводят циклическую закачку пара в добывающие скважины. Использование тепловых методов в нагнетательных скважинах – нагнетание горячей воды, перегретого пара, внутрислоевого горение в залежах высоковязких нефти приводит к существенному увеличению нефтеотдачи и увеличению темпов отбора.

Физические методы в варианте акустического воздействия проводятся в добывающих скважинах с целью уменьшения вязкости нефти и срыва пленок смолистых веществ в результате кавитационных эффектов.

Физико-химические методы воздействия как правило направлены на изоляцию водопритоков в добывающих скважинах, выравнивание профиля притока, выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Для добывающих скважин может применяться обработка ПЗП гидрофобизаторами, закачка пен, закачка гелеобразующих составов, вязкоупругих систем, суспензий закупуривающего материала и т.д. Для нагнетательных закачка суспензий гашеной извести, полимерных суспензий,

ВУС, ГОС, силиката натрия. Выбор конкретного метода определяется характером неоднородности разреза, проницаемостями пропластков, термобарическими условиями скважин и др. факторами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате основных аспектов применения технологии системы поддержания пластового давления можно сделать следующие выводы:

1. Под пластовым давлением подразумевают величину скопления полезных ископаемых, находящихся в пустотах земли. Причиной такого явления послужило случайное наличие возможности у основной части пласта выйти на поверхность. Процесс напитки пласта осуществляется, благодаря образовавшимся отверстиям.

2. Система поддержания пластового давления – это технологический комплекс из оборудования, что требуется для проведения работы по подготовке, транспортировке и закачке агента, выполняющего усилие, необходимое для проникновения в пространство пласта с нефтью. Теперь перейдем непосредственно к конкретике.

3. Вскрытие пластов при депрессии наиболее эффективно при $K_a \leq 1$, потому что при любом виде промывочной жидкости мы неизбежно получаем загрязнение.

4. Критериями выбора методов воздействия на ПЗП являются поставленные перед воздействием цели, достигаемые за счет существующих технологий воздействия эффект, состояние ПЗП, геолого-физические особенности пласта в т.ч. литологические и минералогические, физико-химический состав и свойства пластовых флюидов, техническое состояние и особенности конструкции скважины, динамика технологических показателей скважины.

5. Гидроразрыв – действительно всесторонне приемлемая операция, однако для достижения максимальное ее эффективности необходимо грамотно и четко подходить к вопросу ее реализации.

Список литературы:

1. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика повышения нефтеотдачи. - М.: Недра, 1988.
2. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Изд-во ТПУ, 2006.
3. Коротаев, Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие / Ю. П. Коротаев – Москва: Недра, 1968.
4. Кучумов А.И., Зенкиев М.Я. Диагностирование эффективности ГРП в условиях Западной Сибири. - Мегион: Изд-во Мегион_Экспресс 999г.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика [Текст]: учеб. пособие / В. Д. Лысенко – Москва: Недра, 1996.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПОДЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ

Садыков Радик Талгатъевич
студент, Тюменский индустриальный университет
РФ, г. Тюмень

Кадочникова Лилия Михайловна
научный руководитель,
канд. физ. – мат. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень

В процессе эксплуатации скважин возникают различного рода осложнения на скважинах, такие как асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО), механические примеси, коррозия металлов, солеотложения и другие.

Под солевыми отложениями чаще всего понимают выпадение в осадок на стенках подземного оборудования солей карбоната кальция. Причинами образования солевого фонда скважин могут быть как природные, так и техногенные факторы (давление, температура). [1, с 35]

В целом российский опыт работы с солевым фондом основан на принципе реагирования по факту начала отказов. Выявили соли на разборе оборудования - включили в ингибиторную защиту. Мировая практика, напротив, направлена прежде всего на предотвращение солеотложений за счет размещения ингибитора в пласте для защиты скважин.



Рисунок 1. Технологии борьбы с солеотложением: Россия и мир

Последствия от солевых отложений:

1. Снижение наработки на отказ нефтепромыслового оборудования (НПО);
2. Затраты на ремонт скважины, убытки от списания НПО;
3. Затраты по удалению отложений в НПО;
4. Потери добычи нефти из-за внутрисменных простоев скважин, из-за увеличения давления на устье скважины, связанного с уменьшением пропускной способности коллекторов скважин, нефтесбора;
5. Остальные затраты.

Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения на подземном оборудовании. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - химические и безреагентные.

К химическим методам борьбы являются подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, которые совместимы с пластовыми водами, использование ингибиторов и реагентов для закачки их в пласт (скважины).[2, с 57]

В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях. Использование химически совместимых высокоминерализованных вод с пластовыми исключает либо уменьшает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка до 240 кг/м^3 .

Существует классификация ингибиторов отложения неорганических солей на основе их химического строения. При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического

соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений. В свою очередь, все однокомпонентные ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионные и катионные.

Анионными ингибиторами являются: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфоропроизводные (неорганические полифосфаты, органические фосфаты). Среди фосфоорганических производных выделяются эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты, аминфосфонаты.

К ингибиторам катионного типа относят гетероалкилированные, четвертичные соединения аммония и фосфония, высокомолекулярные спирты, некоторые альдегиды и различные серосодержащие соединения.

Зарубежом активно применяются задавки различных ингибиторов в призабойную зону пласта, введение ингибиторов при гидроразрыве пласта (ГРП), а также твердые и в меньшей степени микрокапсулированные ингибиторы, размещаемые на забое.[3]

Существует технология большеобъемной заправки в пласт под названием Squeeze-соли-ОПЗ.

Суть технологии «Squeeze-соли-ОПЗ» заключается в следующем. В процессе приготовления стандартного кислотного раствора (на основе соляной или другой кислоты), применяемого при ОПЗ в раствор добавляется 1,2 % порошка оксиэтилдендифосфоновой кислоты (ОЭДФК) (12 кг на 1 м³ кислотного раствора). Кислотный раствор с добавлением ОЭДФК за счет способности замедлять реакцию позволяет повысить глубину проникновения кислотного раствора в матрицу пласта. Благодаря этому увеличивается площадь воздействия кислоты и соответственно адсорбции ОЭДФК на породе пласта, что обуславливает длительный период действия (выноса) ингибитора отложения солей (ИОС). Во время эксплуатации скважины происходит постепенная десорбция ОЭДФК с породы пласта, при этом обеспечивается эффективная защита ПЗП, внутрискважинного и нефтепромыслового оборудования от отложения солей. Помимо замедления скорости реакции,

эффективность кислотного воздействия также повышается вследствие предотвращения выпадения вторичных осадков (соединений железа). Таким образом, за счет совмещения процессов кислотной обработки с задавкой ИОС сокращаются продолжительность проведения и затраты на геолого-технические мероприятия, а также на организацию защиты солеобразующего фонда скважин. Наибольшая эффективность таких обработок достигается в скважинах, эксплуатирующих терригенные коллекторы, условия которых являются наилучшими для адсорбции ИОС.

Процесс задавки ингибитора проходит в четыре этапа. Первый этап - предварительная промывка пласта. Это обыкновенная кислотная промывка, которая направлена на удаление отложившихся солей в ПЗП или же закачка взаиморастворителя на основе этиленгликоля (в скважинах с обводненностью менее 50%). Второй этап - это основная обработка (введение ингибитора в пласт). Далее следуют продавка и выдержка, закрепление ингибитора в пласте для достижения равновесия, адсорбция ингибитора солей отложений на породу в течение 4-48 часов.

Проводились промысловые работы в ОАО "Самотлорнефтегаз" на пласте АВ₁₋₂, так как его разработка осложнена солей отложениями и большим числом геолого-технических мероприятий. Эффективность данной обработки достигла 100% по 17 скважинам. До обработки средний межремонтный период (МРП) составлял 123 суток, тогда как после задавки в пласт средняя наработка на отказ составляла 311 суток. Экономический эффект уже превысил 13 млн. руб.[4, с 27]

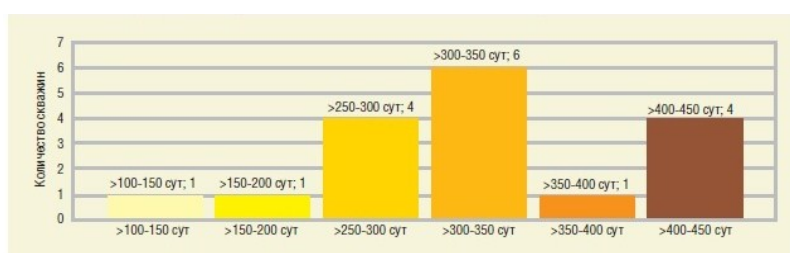


Рисунок 2. Текущие результаты ОПИ технологии Squeeze-соли-ОПЗ

Список литературы:

1. Амелин И.Д. Андриасов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: "Недра", 1978 . -360с.;
2. Отчет о научно-исследовательской работе. Технологическая схема разработки Федоровского месторождения. Тюменский филиал СургутНИПИнефть, 2016;
3. Отложения неорганических солей. - [Электронный ресурс] - Режим доступа. URL: <https://helpiks.org/7-61099.html/> (Дата обращения 06.10.2018).;
4. Панов В.А., Емков А.А., Позднышев Г.Н. и др. Ингибиторы отложения неорганических солей //Сер. Нефтепромысловое дело.- М.: ВНИИОЭНГ,1978.- 44 с.

ВЛИЯНИЕ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ВНУТРИСКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Садыков Радик Талгатъевич

*студент, Тюменский индустриальный университет
РФ, г. Тюмень*

Кадочникова Лилия Михайловна

*научный руководитель, канд. физ.-мат. наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет,
РФ, г. Тюмень*

Обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) раствором соляной кислоты проводят на всех этапах разработки месторождения (залежи) для повышения фильтрационных характеристик ПЗП для повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Технологию и периодичность проведения работ обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия опираясь на проект разработки месторождения, действующими инструкциями по отдельным видам ОПЗП с учетом технико-экономической оценки их эффективности.

Существует множество достоинств и недостатков применения данной технологии.

К достоинствам можно отнести отсутствие необходимости глушения скважины на период обработки, большое число кислотных композиций, что позволяет подобрать оптимальный состав под любую скважину.

Однако, данная технология имеет ряд недостатков, к которым можно отнести уменьшение межремонтного периода подземного оборудования, вследствие химического корродирования металлов (с кислотой). [1, с 23]

В начале марта 2011 года на скважине №3 Желябовского и №160 Верхне-Ветлянского месторождений произошло несколько случаев разрушения ниппельной части переходников замков, ЗТУ 90-62 З-80 производства ОАО «Орский машиностроительный завод», изготовленных в декабре 2010 г. (рисунок 1).



Рисунок 1. Разрушение переходников замка ЗТУ 90-62 3-80

Переходники находились в скважинах при проведении обработки 12% соляной кислотой.

Переходники и муфты замков из скважины были изготовлены из стали марки 40ХМФА, с пределом прочности на уровне 1050 -1150 МПа (30-35 HRC), что соответствует требованиям ТУ.

При проведении соляно-кислотных обработок рН среды в скважинах резко понижается до весьма низких значений. В результате, условия эксплуатации по классификации стандарта NACE MR0175/ ISO 15156 «НЕФТЯНАЯ И ГАЗОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕЙ СРЕДЕ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА» соответствуют самой жесткой третьей области. В соответствии с рекомендациями этого стандарта для использования в сероводородсодержащей среде пригодны стали после термической обработки, включающей закалку с последующим отпуском, нормализацию или нормализацию с последующим отпуском и имеющие твердость не выше 23 HRC.

Закаленная сталь с твердостью 35-37 HRC. непригодна для эксплуатации в средах, содержащих даже следы сероводорода.[2, с 43]

Из проведенных исследований следует: Разрушение ниппельной части переходников замков произошло в результате коррозионного растрескивания под напряжением, вследствие воздействия на внутреннюю поверхность коррозионно-активной среды содержащей сероводород и приложенных механических нагрузок.



Рисунок 2. Разрушение валов ЭЦН

Разрушению в результате коррозионного растрескивания под напряжением подвержены валы насосов ЭЦН, изготовленные из высокопрочных сталей мартенситно-аустенитного класса, марок 05X16H4Д2Б и 03X14H7В, которые в процессе эксплуатации испытывают также изгибающие, знакопеременные нагрузки (Рисунок 2).

Высокопрочные высокохромистые стали аустенитно-мартенситного класса с содержанием никеля до 6 %, с твердостью выше 40 HRC весьма чувствительны к концентраторам напряжения, подвержены охрупчиванию и коррозионному растрескиванию при эксплуатации в H₂S-содержащей среде. Всё это в конечном итоге приводит к их ускоренному разрушению.

Одно из этих предприятий предоставило данные о разрушении на её скважинах девяти валов насосов с группой прочности T11 – T14 проработавших от 7 до 217 суток.

HCl-содержащие растворы, применяемые ОАО «Самаранефтегаз» для обработки призабойных зон скважин, характеризуются крайне высокой коррозионной активностью, особенно, в сочетании с H₂S-содержащими пластовыми средами.

Под воздействием HCl-содержащих растворов в присутствии следов сероводорода происходит коррозионное растрескивание высокопрочных

материалов с твердостью 30-40 НRC (валов ЭЦН, пакеров, подвесных патрубков, технологических замков), время до разрушения может составлять несколько часов, и интенсивная общая коррозия, в том числе, и нержавеющей сталей, содержащих 13% хрома.[3, с 78]

Необходимо провести работу, направленную на понижение коррозионной агрессивности HCl-содержащих растворов, применяемых для обработки ПЗП и нейтрализацию сероводорода:

1. регламентировать способ ингибирования;
2. оценить способность кислотных растворов вызывать коррозионное растрескивание с учетом влияния сероводорода и применяемого ингибитора;
3. ужесточить входной контроль кислоты, применяемой для приготовления растворов;
4. после СКО в процессе освоения отбирать из пласта не менее 30м³ жидкости;
5. применять нейтрализаторы сероводорода.

Список литературы:

1. Амиров А.Д., Карапетов К.А. "Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин" М. Недра, 1979 г;
2. Сучков Б.М. "Причины снижения производительности скважин" Нефтяное хозяйство, 1988 г, №5;
3. Гиматутдинов Ш.К. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними: Учеб. Пособие для вузов / Ш.К. Гиматутдинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.А. Гаттенбергер. – Грозный, 1985. – 87 с.;

СЕКЦИЯ 3.
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НАУКИ

**ВЛИЯНИЕ ПРОТРАВЛИВАНИЯ НА ПОСЕВНЫЕ КАЧЕСТВА СЕМЯН
ГОЛОЗЕРНОГО ЯЧМЕНЯ**

Казак Владимир Владимирович
студент Южно-Уральский государственный аграрный университет –
Институт агроэкологии (филиал), ЮУрГАУ – ИАЭ,
РФ, с. Миасское

Грязнов Анатолий Александрович
научный руководитель, д-р с. – х. наук, профессор, ЮУрГАУ – ИАЭ,
РФ, с. Миасское

**THE EFFECT OF TREATMENT ON SOWING QUALITY
OF SEEDS OF HULLESS BARLEY**

Vladimir Kazak
student South Ural state agrarian University –
Institute of Agroecology (branch), SUSAU-IAE,
Russia, Miasskoe

Anatoly Gryaznov
Supervisor, Dr. with. - x sciences, professor, SUSU - IAE,
RF, p. Miass

Аннотация. Статья посвящена выбору эффективного протравителя на семенах культуры голозерного ячменя. Информация может представлять интерес для специалистов сельскохозяйственного производства. На ее основе можно корректировать технологические карты при выращивании описанных в статье сортов. Для сортов Нудум 95 и Гранал 32 протравливание является необходимой мерой для стимуляции прорастания. Лучше всего действуют препараты группы инсектицидов, вероятно, по причине отсутствия фитотоксичности активных веществ в составе протравителя. Полученные

данные по изученным сортам голозерного ячменя могут быть использованы при защите растений этой культуры.

Abstract. The article is devoted to the choice of an effective protectant on the seeds of the culture of naked barley. Information may be of interest to agricultural professionals. On its basis it is possible to correct technological cards at cultivation of the grades described in article. For varieties Nudum 95 and Granal 32 etching is a necessary measure to stimulate germination. The drugs of insecticide group work best of all, probably, because of the absence of phytotoxicity of active substances in the composition of the protectant. The obtained data on the studied varieties of naked barley can be used in the protection of plants of this culture.

Ключевые слова: ячмень голозерный, яровой, кормовой, протравители, энергия прорастания, обработка семян, стимуляторы роста, фунгициды, инсектициды, ХСЗР, защита растений.

Keywords: hulless barley, spring wheat, fodder, disinfectants, energy of germination, seed treatment, growth stimulators, fungicides, insecticides, plant protection chemicals, plant protection.

Введение. Использование протравленного зерна в качестве посевного материала давно стало общепринятой практикой. В современных условиях защита растений во многом обеспечивает эффективность зернового хозяйства, поэтому химическая промышленность регулярно выпускает новые марки химических средств защиты растений (ХСЗР). Самый эффективный способ протравливания заключается в погружении семян в раствор препарата, поэтому жидкие протравители более эффективны.

Проблема современной защиты растений заключается в возможном наличии побочных эффектов от использования ХСЗР, которые могут проявиться различным образом. Если часть семян будет повреждена, то снизится всхожесть, пустые места на поле займут сорняки. Как следствие, сократится урожай. Чтобы этого избежать, надо подбирать препарат и технологию обработки, при которых энергия прорастания максимальна.

Перспективным представляется внедрение в народное хозяйство голозерного ячменя в качестве высокобелкового источника зернового корма для различных животных и птицы [3].

Цель работы – определить влияние протравителей на энергию прорастания семян сортов голозерного ячменя.

Задачи:

1. Определить энергию прорастания семян ячменя, обработанных химическими препаратами.
2. Определить длину проростков ячменя, обработанного протравителями.

Материал и методика исследований. В опыте использованы семена реестрового сорта ячменя Нудум 95 (*var. nudum L.* – колос двурядный, желтый, остистый, зерно голое, желтое, содержание белка до 24,6%) и перспективного сорта Гранал 32 (*var. aethiops Koern.* – колос многорядный, черный, фуркатный, зерно голое, черное, содержание белка до 16%) урожая 2017 года. Для сравнения: сорт Челябинский 99 содержит от 11% до 14,3% белка. Семена были получены в результате ручной переборки, что свело к минимуму количество заведомо травмированных семян. Оба сорта возделывались по пару без применения удобрений в южной лесостепи Челябинской области (ФГБОУ ВО Южно-Уральский ГАУ – Институт агроэкологии - филиал).

Препараты: стимулятор роста Росток (созданный на кафедре общей химии ТГСХА на основе торфяной вытяжки), фунгицид Витарос (тирам 9,8%, карбоксин 19,8%), инсектицид Табу (**имидаклоприд** – синтетический неоникотиноид) и лечащий фунгицид Грансил (флутриафол 7,5%+тебуконазол 4,5%+имазалил 2%). Все препараты применялись в рекомендованной производителем концентрации. При совмещении всех препаратов сохранялась дозировка каждого из них с целью изучения реакции на большие концентрации препаратов и возможности семян сохранять жизнеспособность.

Проращивание проводилось на фильтровальной бумаге в чашках Петри в течении 3 дней. Семена делились на проросшие и непроросшие. После этого проростки высушивались для прекращения роста с последующим измерением

длины проростка без учета корней. В каждом варианте закладывалось по 50 семян, опыт проводился в 4 повторениях.

Оптимальным принято считать посев на глубину 40-60 мм [2], поскольку он обеспечивает наивысшую всхожесть за счет положительного баланса между увлажнением почвы и временем появления всходов. Однако, по данным В.А. Бидянова (2013) для сорта Нудум 95 эти величины обеспечивают лишь высокую сохранность всходов, в то время как урожай выше при заделке семян на 30 мм. Сорт Гранал 32 также дает наибольший урожай при данной глубине [1]. Несмотря на менее глубокую и защищенную корневую систему, проросшие с этой глубины растения дают больший урожай за счет быстрого начала фотосинтеза. Однако при различных агротехнологиях отклик на обработку может различаться [5].

Результаты исследования. В таблице 1 показана реакция семян сортов ячменя при обработке химическими препаратами.

Таблица 1.

Реакция семян сортов голозерного ячменя на обработку химическими препаратами

Сорт	Вариант	Число семян, шт.		Длина проростка, мм	Дисперсия
		проросло	погибло		
Нудум 95К	Без обработки	40,0	1,0	52,3	311,7
Нудум 95	Росток	38,3	1,0	58,2	259,5
Нудум 95	Витарос	39,3	0,0	48,5	272,9
Нудум 95	Табу	40,7	0,3	63,1	376,9
Нудум 95	Росток+Витарос+Табу	38,2	0,0	36,2	109,1
Нудум 95	Грансил	41,0	0,0	64,2	472,7
НСР05		2,0		2,6	
Гранал 32К	Без обработки	41,3	0,3	45,7	110,2
Гранал 32	Росток	40,5	0,0	41,5	141,6
Гранал 32	Витарос	37,7	0,0	49,2	154,4
Гранал 32	Табу	41,0	0,0	46,5	192,7
Гранал 32	Росток+Витарос+Табу	29,0	0,0	43,5	98,6
Гранал 32	Грансил	40,0	0,0	45,3	153,3
НСР		2,1		2,3	
Среднее значение		38,9	0,2	49,5	221,2
Стандартное отклонение		3,3	0,34	8,55	119,1
Дисперсия		11,2	0,2	73,2	14181,6

Исследование показало, что тенденция повышения энергии прорастания наблюдалась у семян ячменя сорта Нудум 95, обработанных препаратами Грансил и Табу. В большинстве случаев семена сорта Нудум 95 обладают большей энергией прорастания и отзывчивостью на протравливание. Вместе с тем и отрицательное влияние обработки у него выражено сильнее. На сорт Гранал 32 наибольшее стимулирующее влияние оказывает препарат Витарос.

Энергия прорастания семян снижается при одновременном использовании трех препаратов, несмотря на заявленную производителем Ростка защиту от стрессовых воздействий при обработке пестицидами. Во всех остальных вариантах прорастание сопоставимо и существенных различий не имеет.

Экстраполируя показатели длины проростков, можно с большой долей вероятности прогнозировать реакцию семян при посеве в почву. В таблице 2 представлены результаты измерений проростков семян.

Таблица 2.

Число семян с проростками длиной более 30-70 мм, шт.

Вариант	Количество проростков свыше указанной длины, шт.				
	30мм	40 мм	50 мм	60 мм	70 мм
Нудум 95 Без обработки	33,0	30,7	24,7	16,3	4,0
Нудум 95 Росток	35,0	32,6	27,7	15,3	9,0
Нудум 95 Витарос	25,0	18,8	15,3	10,8	5,0
Нудум 95 Табу	36,0	35,3	32,3	27,3	15,8
Нудум 95 Росток+Витарос+Табу	23,0	11,3	2,5	0	0
Нудум 95 Грансил	27,5	26,3	23,8	20,5	14,3
Гранал 32 Без обработки	37,7	33,0	13,67	2,0	0
Гранал 32 Росток	31,5	21,5	11,5	3,5	0
Гранал 32 Витарос	35,0	31,0	19,3	6,0	0,5
Гранал 32 Табу	35,25	30,3	18,5	6,0	0,8
Гранал 32 Росток+Витарос+Табу	27,0	20,0	8,0	1,0	0
Гранал 32 Грансил	34,0	28,0	16,3	2,7	0,3

При глубине посева, равной 30 мм, больше всего всходов на 3 день может дать сорт Гранал 32, из непротравленных семян – 72%. Следовательно и скорость роста у этих растений будет выше. Нудум 95, особенно угнетенный избытком протравителей, дает меньше всего всходов – 46%, что достоверно

ниже (66%) у интактных семян того же сорта, которые, в свою очередь, достоверно менее всхожи, чем семена сорта Гранал 32.

На глубине 40 мм сорт Гранал 32 также может иметь преимущество в скорости прорастания, причем интактные семена и в этом случае прорастают быстрее.

При заделке семян на 50 мм ситуация меняется: наивысшим прорастанием может обладать сорт Нудум 95, обработанный препаратом Табу. Но при одновременной обработке препаратами Росток, "Витарос" и Табу всхожесть сокращается до 5%, против 49% у контроля и 64,5% у варианта с препаратом "Табу". Для сорта Гранал 32 оптимальным вариантом является обработка препаратом "Витарос" с результатом 38,5%, близок по эффективности "Табу" с 37%. Наименьший результат наблюдался, при совмещении трех препаратов – 16% проростков на 4 день.

Заделка семян на 60 мм, предположительно приведет к значительному угнетению сорта Гранал 32, так как по данным опыта, такой длины за 3 дня достигает только 12% проростков с препаратами "Витарос" и "Табу", что означает потерю времени, за которое сорт Нудум 95, достигший 54,5% всходов с "Табу" и 41% с "Грансилом", предположительно, будет уже активно фотосинтезировать и наращивать зеленую массу.

При применении препарата "Табу" было обнаружено два зерна, у которых было по два проростка. Впервые такие семена были обнаружены еще при создании сорта. Были проведены исследования [4], которые обнаружили, что полиэмбриония часто проявляется у голозерного ячменя. Известно, что эти проростки значительно различаются по жизнеспособности. Однако малое число погибших проростков указывает на благоприятное фитосанитарное состояние поля с которого получены исследуемые семена. Возможно, что эти семена выжили благодаря обработке, так как в других вариантах двойных проростков обнаружено не было, не исключено и оздоровление семян от головни.

У сорта Нудум 95, как правило, сокращалась дисперсия энергии роста в результате протравливания. Сорт Гранал 32 напротив показал возрастание

дисперсии по сравнению с контрольной группой, что позволяет предположить непредсказуемость действия химических препаратов на семена данного сорта. Возможно микроскопические повреждения зародыша при обмолоте ослабляют устойчивость семян при химической обработке.

Сорт Гранал 32 в высокой степени индифферентен к протравливанию, однако некоторые показатели значительно улучшаются. Чаще всего обработка ячменя сорта Гранал 32 приводила к его слабому угнетению. Возможно, что это связано с антоцианами и их антагонистическим взаимодействием с активными веществами протравителя. Интересно, что ухудшение результатов по сравнению с сортом Нудум 95 имело место при рекомендованной дозировке препарата, а передозировка приводила к меньшему снижению энергии роста при большем снижении количества проростков: 58% проросших семян сорта Гранал 32 против 76,5% сорта Нудум 95.

Угнетающий эффект совмещения трех препаратов связан, вероятно, с несовместимостью некоторых активных веществ, поскольку общих компонентов в них нет.

Достигнутой в результате опыта всхожести ячменя Гранал 32 можно добиться, если семенной ячмень убирать точно настроенным комбайном, исключая повреждение зародыша при низкой влажности стеблестоя [6]. В противном случае показатели всхожести будут снижены.

Выводы. Для сорта Нудум 95 протравливание является необходимой мерой для стимуляции прорастания. Лучше всего действуют препараты группы инсектицидов, вероятно, по причине отсутствия фитотоксичности активных веществ в составе протравителя. Данные по сортам Нудум 95 и Гранал 32 могут быть использованы при протравливании голозерного высокобелкового ячменя.

Список литературы:

1. Бидянов В.А. Приемы сортовой агротехники голозерного ячменя в северной лесостепи Зауралья: Автореф. дис. канд. с-х. наук – Уфа, 2013. – 19с.

2. Габдуллин А.К. Влияние приемов предпосевной обработки почвы, сроков посева и глубины заделки семян на урожайность и качество зерна пивоваренного ячменя условиях Закамья Республики Татарстан: Автореф. дис. канд. с-х. наук – Йошкар-Ола, 2008. – 153с.
3. Грязнов А.А., Кущева О.В., Четина О.И. Роль голозерного высокобелкового ячменя в формировании эффективной кормовой базы Челябинской области. // АПК России, 2016. – №5 – С. 918-924
4. Грязнов А.А. Ячмень голозерный в условиях неустойчивого увлажнения: Монография. -Куртамыш: ООО "Куртамышская типография", 2014 300 с. + 16 цв. с. вк.
5. Лебедев Т.И. Влияние приемов обработки почвы и протравителей семян на урожайность и пораженность болезнями озимых зерновых культур в среднем предуралье.// Пермский аграрный вестник, 2017. – №3 – С. 86-91
6. Панфилов Л.М. Оптимизация технологических режимов работы зерноуборочных комбайнов: диссертация на соискание степени кандидата технических наук : 05.20.01.- Москва, 2000.- 185 с.: ил. РГБ ОД, 61 00-5/1173-6

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ЕСТЕСТВЕННЫЕ И МЕДИЦИНСКИЕ НАУКИ. СТУДЕНЧЕСКИЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ

*Электронный сборник статей по материалам IX студенческой
международной научно-практической конференции*

№ 9 (9)
Октябрь 2018 г.

В авторской редакции

Издательство «МЦНО»
125009, Москва, Георгиевский пер. 1, стр.1, оф. 5
E-mail: mail@nauchforum.ru

16+

