

**Труды
Международной
научно-практической
конференции**

ТОМ 1

АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Туапсе, Россия

28 сентября- 2 октября 2016 года

**Самара
Самарский государственный технический университет
2017**





МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Труды Международной
научно-практической конференции

АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Том 1

28 сентября – 2 октября 2016 года

Туапсе, Россия

Самара
Самарский государственный технический университет
2017

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

А 98 **Ашировские чтения:** Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 367с.

ISBN 978-5-7964-1401-9

Представлены труды Международной научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, производителей.

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

Редакционная коллегия:

канд. техн. наук В.В. Живаева (отв. редактор),

Е.А. Камаева (отв. секретарь)

ISBN 978-5-7964-1401-9

© Авторы, 2016

© Самарский государственный
технический университет, 2017

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Геология и геофизика
- Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
- Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Оборудование и агрегаты нефтегазового производства
- Информационные технологии и автоматизация технологических процессов
- Экологические проблемы нефтегазового комплекса
- Химическая технология переработки нефти и газа
- Экономика нефтяной и газовой промышленности

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель:

Быков Д.Е., ректор СамГТУ

Сопредседатели, члены оргкомитета:

Ненашев М.В., профессор, д.т.н., СамГТУ

Тян В.К., профессор, д.т.н., СамГТУ

Живаева В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Штеренберг А.М., профессор, д.ф.-м.н., СамГТУ

Коновалов В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Гусев В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Каныгин С.Б., доцент, д.т.н., СамГТУ

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Почтовый адрес:

443100, Самара,

ул. Молодогвардейская, 244,

Самарский государственный технический университет,

кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Оргкомитет конференции «**АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2016**»

Тел. (846) 278-44-79, факс (846) 242-36-95

Зам. председателя оргкомитета:

Живаева Вера Викторовна

Секретарь:

Камаева Елена Анатольевна

E-mail: oil_gas_tech@mail.ru

Глава 1 ГЕОЛОГИЯ и ГЕОФИЗИКА

1.	ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ПЛАСТА Давь ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДВУХ СКВАЖИНАХ ГУСИХИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА МЕТОДОМ ЛФИ КЕРНА И ШЛАМА С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ. <i>А.А. Морова, А.С. Семинов</i>	3
2.	ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА <i>Л.А.Марченкова</i>	14
3.	ОБОСНОВАНИЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ <i>Л.В. Петрова, И.Д. Ганиева</i>	16
4.	ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ДЕВОНСКИХ ФОРАМИНИФЕР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Е.Л.Васильева</i>	20
5.	ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА ДК СМАГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Т. С. Курдина, А.Г.Фомичёва</i>	31
6.	НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ <i>М.Д. Малыгин, Д.А. Андреев</i>	32
7.	О КОРРЕКТНОСТИ ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ <i>А.О. Вязовкина, М.Д.Малыгин</i>	38
8.	ЭПОХИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФАНЕРОЗОЙСКОЙ ИСТОРИИ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ <i>М.П.Бортников, В.В.Гусев</i>	47
9.	ТРУДНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ <i>Н.М. Прилипко, В.В.Гусев</i>	51
10.	ФОРМИРОВАНИЕ КОНДУРЧИНСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ СТРУКТУРЫ <i>Д.В.Курбатов</i>	55
11.	ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОКСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ <i>Б.З. Даниелян, И.С. Кирсанова</i>	62
12.	ИСКОПАЕМЫЕ ПЛАУНОВИДНЫЕ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>В.П. Мороз, Д.В. Варенов</i>	72
13.	ПРИМЕНЕНИЕ АВО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>А.А. Давыдов</i>	77
14.	ВОЗМОЖНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ УДЕЛЬНЫМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ ПОРОДЫ. <i>Е.В. Гусева, С.А. Корчагин, Ю.В. Трошенков, В.Е. Чемоданов</i>	83
15.	ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ ГИДРОГЕОЛОГАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>А.Н.Сергеев, П.М.Сергеева, Е.В.Гусева</i>	89
16.	ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРЕРЫВОВ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ ДАННЫМИ ПЕТРОМАГНИТНЫХ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ФЛЕРОВСКОЙ И ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЕ. <i>А.А. Морова</i>	95
17.	СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ ЛФИ, ГИС И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ ГУСИХИНСКАЯ 1 ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЙ МЕЖДУ НИМИ. <i>А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева</i>	100
18.	КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ И СМАЧИВАЕМОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ <i>Р.Т.Ахметов, В.В.Мухаметшин, А.В.Андреев</i>	105
19.	МЕДНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ В ПРОЯВЛЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>И.С. Ламзин, А.С. Трошкин, Н.А. Лихопоев, В.В. Гусев, М.П.Бортников</i>	108
20.	ПРОИСХОЖДЕНИЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА И КОНТИНЕНТА АНТАРКТИДА <i>М.Д. Малыгин, М.М. Ежикова</i>	120

Глава 2 БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.	СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ОСНОВЕ СОЛЕЙ КАЛИЯ И КАЛЬЦИЯ <i>Д.Ю.Иванов, Ю.Н. Мойса</i>	128
2.	ИЗУЧЕНИЕ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ <i>В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, В.Бель Амур Оссиала</i>	134
3.	КОМПЬЮТЕРНОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>А. Э.Громовай, Н.Ю.Мойса, Д.М.Тимиров, Ю.Н. Мойса, А.Н.Макаров</i>	139
4.	УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН <i>А.А. Минилбаев, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова</i>	145
5.	АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ	

- Ю.А. Агеева, Д.Р.Камаев** _____ 149
6. ЗАВИСИМОСТЬ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПОСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО СТВОЛА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ОТ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЪЕМА КНБК ПОСЛЕ ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ.
И.А.Ткаченко, И.А. Балакирев _____ 154
7. РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БЕЗБАРИТОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АВПД
О.В. Ножкина _____ 159
8. ИЗУЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК, СКОРОСТИ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ И МРАМОРНОЙ КРОШКИ НА СМАЗЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ
М.Е.Коваль, В.А.Капитонов _____ 170
9. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ВИБРОСИТАМИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ЛИНЕЙНОЙ И СБАЛАНСИРОВАННОЙ ЭЛЛИПТИЧЕСКОЙ ВИБРАЦИЙ.
И.А.Ткаченко, И.А.Балакирев _____ 182
10. ПАРАМЕТРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЕЛИЧИНУ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ
О.А. Грезина, И.Р. Низамутдинова _____ 203
11. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ РАЗУПЛОТНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ТЕХНОГЕННЫМ ФЛЮИДОМ
О.А.Кулакова, К.А.Антипова, С.В.Сережкин _____ 209
12. МЕХАНИЗМ РАССТАНОВКИ СВЕЧЕЙ БУ 4000/250 С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ
Т.А. Булатов, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова _____ 213
13. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКОЙ
Л. В.Петрова, М.М.Ахтямов, В.А.Петров, Л.З.Зайнаглина _____ 215
14. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН
Л.В.Ермолаева _____ 218
15. НАБЛЮДАТЕЛЬ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ
А.В. Стариков, В.В. Живаева, Д.Ю. Полежаев, С.Ахметов _____ 221
16. ЗАКОЛОННЫЙ ПАКЕР, ПРИМЕНЯЕМЫЙ В СОСТАВЕ КОЛОННЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ДЛЯ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ ЖИДКОСТИ ЧЕРЕЗ ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ
И.С.Копейкин _____ 227
17. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПО ТЕХНОЛОГИИ SAGD
Г.С.Мозговой, А. С.Мякишев _____ 228
18. ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМОГАЗОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ТГКВ) «FOGAS»
Д.О.Королев, Г.С.Мозговой, И.В.Павлов _____ 237
19. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА
Г.С. Мозговой, В.В. Пасленов, Ю.К. Щербак _____ 240
20. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕИОНОГЕННОГО ВОДОРАСТВОРИМОГО ПАВ СУПЕРКОНЦЕНТРАТ СМФ-240 НА УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С НЕФТИ
Г.С. Мозговой, С.Ю. Милькова, Р.В. Подаков, В.А. Чижов _____ 243
21. ПРОБЛЕМА НАРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ИНТЕРВАЛАХ АКТИВНЫХ ГЛИН ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.С.Алябьев, О.А.Нечаева _____ 245
22. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И ПРОБЛЕМЫ СЕРВИСА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.
О.А.Нечаева, Н.А.Демин, А. В.Борисова _____ 247
23. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ ПРИ БУРЕНИИ НА ОСНОВании РАССМОТРЕНИЯ АНАЛИЗА РИСКОВ СКВАЖИН СОСНОВСКОГО И НИКОЛЬСКО-СПИРИДОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
А.С. Петрушин, П.А.Гаранин _____ 249
24. ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СБОРКИ БЕЗУПОРНОГО КОНИЧЕСКОГО РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТИПА BUTTRESS
П.Н.Букин, В.Л.Папировский, Д.Н. Полячек, Баладжэ Шринивасан _____ 253
25. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИНЫ В ПРОЦЕССЕ УПРОЧНЕНИЯ СТВОЛА СВАЖИНЫ
А.В.Липатов _____ 257
26. РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ ОТВЕРЖДАЕМЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
А.В.Липатов, В.В. Живаева _____ 264
27. СОВРЕМЕННЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, ПРИМЕНЯЕМЫЙ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СОТРУДНИКОВ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ.
В.В.Живаева, Геворг Маргаров, Г.С.Мозговой, К.А.Правдина _____ 269
28. ВЫБОР ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.
О.А.Нечаева, Е.А.Камаева, Р.М.Алимов, Тобби МакКлейн _____ 270
29. ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВочНОЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕСТАНДАРТНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ДЕФОРМАЦИОННОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
В.В.Живаева, В.В.Наследов, Ахмед Авад Ясим, _____ 280

30. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЦЕПТУР ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ИНГИБИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ НА НЕУСТОЙЧИВЫЕ СЕРЫЕ ГЛИНЫ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ВТОРЫХ СТВОЛОВ <i>В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А.Камаева, Д.Р.Камаев</i>	288
31. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЦЕМЕНТНОЙ ОБОЛОЧКИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КРЕПЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ <i>В.В. Живаева, Е.А.Камаева, Д.Н.Цивинский</i>	294
32. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ, ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ РИСКИ <i>Т. Жумангалиева</i>	299

Глава 3 ОБОРУДОВАНИЕ И АГРЕГАТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

1. УЧЕТ НАТЯГА ПРИ ВЫБОРЕ ШПОНОЧНЫХ И ШЛИЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ <i>И.А.Кокорев</i>	304
2. МУЛЬТИМЕДИЙНЫЙ КОМПЛЕКС ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ЗАЩИТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>Н.Г. Кац, А.И. Шимаров</i>	309
3. ОЦЕНКА АДЕКВАТНОСТИ РАСЧЕТНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>С.Б. Коньгин</i>	315
4. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ СВЯЗИ РАДИАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА <i>Ю.А. Макаричев, Ю.Н. Иванников</i>	318

Глава 4 ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1. ПОДГОТОВКА КАДРОВ В САМГТУ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова</i>	319
2. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУДОВЫХ КОНФЛИКТОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ <i>А. В.Гагаринский, И. Г.Кузнецова, М.Гецович</i>	325
3. РАЗВИТИЕ ТРУДОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ИНДИВИДОВ СТАРШЕГО ВОЗРАСТА <i>Г. П. Гагаринская, Ю. Н. Горбунова, Т. С. Красулина, Диана Снулбер</i>	335
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЪЗОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ <i>Г.И. Маргаров, И. Г. Кузнецова</i>	345
5. АДАПТАЦИЯ СТУДЕНТОВ К УСЛОВИЯМ ОБУЧЕНИЯ <i>С.Н.Тюменцева, С.Н.Пафенова</i>	354

УДК 550.8

**ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СХЕМЫ ПЛАСТА Д4vb
ВОРОБЬЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ДВУХ СКВАЖИНАХ
ГУСИХИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА МЕТОДОМ ЛФИ
КЕРНА И ШЛАМА С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ
ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

¹А.А. Морова, ²А.С. Семин.

*¹СамГТУ, ² ООО «СамараНИПИнефть»,
Самара, Россия
andaluzit@mail.ru
syminanton@yandex.ru.*

Данная работа посвящена уточнению геологического строения пласта Д4vb воробьевского горизонта Гусихинского участка методами литолого-фациальных исследований керна и геофизическими исследованиями скважин с привлечением петромагнитных методов исследований.

Актуальность проблемы заключается в том, что в сложившейся ситуации приходится все чаще прибегать к более глубокому бурению (более 4000м) для выявления залежей УВ. Для уточнения геологического строения месторождения используют сейсмические данные, данные бурения, керн и каротаж. Отбор керна, исследование, описание весьма трудоемкий процесс, чаще всего пользуются данными геофизических исследований скважин, (которые имеют определенную долю погрешностей при исследовании глубоких скважин с высокой расчлененностью). Погрешность могут приводить как в случае с Гусихинской скважиной к неправильному отбору керна, а также к неверным интервалам перфорации и как результат закрытию скважины.

В процессе исследований был обработан весь имеющийся и доступный материал по двум скважинам: керн, сейсмические карты по отражающим горизонтам, первичный материал станции ГТИ, данные ГИС и данные, полученные после проведения петромагнитных исследований керна.

По всем образцам керна скважины Гусихинская №1 и Флеровская №2 проведено тщательное микро- и макроописание, построены таблицы фациальной изменчивости по множеству параметров (таких как: размерность зерен, сортировка, цемент, содержание аксессуариев и т.д.), составлена корреляционная схема по данным ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований керна.

По обобщенному материалу была построена корреляционная схема по Флеровской и Гусихинской структуре, которая выполнена на основе

седиментационной ритмичности, отраженной в графиках магнитной восприимчивости.

Для проверки достоверности проведенных исследования был использован каротажный материал Северо-Флеровского месторождения с подтвержденными запасами и притоком к скважинам.

Было изучено и описано около 180 проб каменного материала (образцов керна и шлифов), петромагнитные исследования проводились в петромагнитной лаборатории СГУ, было прописано 11 петромагнитных параметров, отснято 146 проб.

Целью работы является уточнение геологического строения пластов Д4vb воробьевского горизонта Гусихинского участка методом литолого-фациальных исследований керна, данным геофизического исследования скважин с привлечением петромагнитных исследований керна.

Задачи работы сводятся к исследованию и описанию керна скважин Гусихинская №1 и Флеровская №2, выделению в этих скважинах литологических разностей пород и построению на их основе схемы корреляции.

Уникальность работы заключается в привлечении петромагнитных исследований керна для уточнения геологического строения и построение седиментационной ритмичности осадконакопления.

Петромагнитные подразделения по латеральной устойчивости не уступают, а иногда и значительно превосходят возможности корреляции по литологическим признакам.

Петромагнитный метод «мыслит» ритмами, соответствующими отдельным циклам осадконакопления, значения параметров петромагнитного комплекса не зависит от литологии пород.

Спектр петромагнитных параметров, которые можно получить, изучая образцы керна гораздо, шире. Дополнительные данные о магнетизме пород (например, материалы магнитного насыщения, дифференциального термомагнитного анализа), позволяют надежно диагностировать минералы-носители магнитных свойств, тем самым уточнив и детализировав геологические результаты, базирующиеся на каппаметрических и термокаппаметрических данных, и, нередко, получить новую стратиграфическую и литолого-седиментологическую информацию.

Методическая часть литолого-фациальных исследований

Понятие «фаии» в геологической литературе неоднозначно. В проведенных исследованиях, за основу взято определение В.Д. Наливкина, определяющее понятие фации как: «обстановки осадконакопления, овеществленная в осадке или породе, или, иными

словами, не только комплекс физико-географических условий среды осадконакопления, в результате которых сформировались осадки, но и сами осадки, обладающие определенным сочетанием первичных признаков. В признаках. В двух словах, фация - это "условия + осадок".

Фациальные, литологические и биостратиграфические исследования по керну давно являются необходимой составляющей при изучении и уточнении геологического строения месторождений [8]. Но там, где керн все же отбирается, количество и интервалы отборов минимизированы. В таких условиях появляется необходимость в привлечении дополнительных методов исследования для уточнения геологического строения и построение седиментационной ритмичности осадконакопления.

Методическая часть петромагнитных исследований

Применение петромагнитного метода возможно после обязательного подробного описания керна. Подробность описания керна должна составлять не менее, чем одна проба на каждый интервал, несущий любые внешне проявленные изменения. Важен не шаг опробования как таковой, а фиксация относительных изменений, несущих информацию о генетических изменениях. В среднем, интервал описания составляет порядка 20см, а в случае сильной изменчивости - до 10. Такая подробность совершенно необходима. Чем подробнее описан керн, тем вероятнее успех работы.

Основные принципы геологической интерпретации магнитных свойств осадочных толщ разработаны ранее [1], их работоспособность апробирована на множестве объектов различного возраста и генезиса [2, 3, 4, 5, 6]. Исходный постулат, на котором базируется использование петромагнитного метода и в стратиграфии, и палеогеографии, заключается в следующем: изменения магнитных свойств пород осадочного чехла во времени и пространстве обусловлены особенностями эволюции породных бассейнов, последовательной сменой геодинамических, палеогеографических и геохимических обстановок в питающих провинциях и зонах аккумуляции осадков. То есть, вариации петромагнитных характеристик по вертикальному разрезу адекватно отражают седиментационную ритмичность, а петромагнитные подразделения, по сути, являются частной разновидностью ритмо- или литостратиграфических подразделений (несмотря на то, что в стратиграфическом кодексе РФ (2006) они фигурируют как разновидность магнитостратиграфических подразделений).

Как показывает опыт, петромагнитные подразделения по латеральной устойчивости не уступают, а иногда и значительно превосходят возможности корреляции по литологическим признакам. Это объясняется природой петромагнитной ритмичности, например, интервалы повышенной магнитности, обогащенные аллотигенными ферромагнетиками в результате активизации терригенного сноса, с равным успехом прослеживаются в разных фациях.

Петромагнитный метод «мыслит» ритмами, соответствующими отдельным циклам осадконакопления, значения параметров комплекса не зависит от литологии пород, можно сказать, что нами исследования можно называть литолого-фациальными, а не просто литологическими.

Лабораторные исследования. Анализ полученных данных.

Подробность описания шлифов, петрографические особенности описанных при отборе керна интервалов характеризует нижеприведенный текст и рисунок 1, полностью дающие представление о породах, слагающих пласт.

Пласт Д4vb воробьевского горизонта представлен песчаниками, алевролитами песчанистыми, мономинеральными кварцевыми, текстура породы линзовидная и горизонтальнослоистая, наблюдается сильная трещиноватость, реже брекчированность материала. Трещины субвертикальные, развиты как правило в интервалах развития песчаников и совпадают с интервалами, имеющими прямую люминесценцию. Их мощность незначительна (в пределах 0.4 м – 2м), они переслаиваются с песчаниками и алевролитами не имеющими вертикальной трещиноватости и люминесценции. Микроструктурный анализ позволяет уверенно говорить о седиментационной природе образования трещиноватости, по всей видимости связанной с нестабильным тектоническим фактором в регионе в девонское время. Цемент кремнистый местами глинистый. Процентное соотношение алевролита и песчаника примерно одинаково: как правило, образцы сложены на 45% алевролитом мелкозернистым кварцевым, размер зерен 0,01-0,02мм, окатанность зерен плохая и средняя, хорошо сортированным, цвет от белого до бурого, некоторые зерна имеют вытянутую форму; 35 % породы сложена зернами песчаника, зерна трещиноватые, кварцевые зерна имеют в ряде случаев облачное погасание, размер зерен 0,08-0,32мм, зерна не окатанные, хорошо сортированные (Рис.1). Микростилолитовые швы выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Включения зерен циркона (размерность 0,01-0,02мм) приурочены к крупным зернам (Рис.2–5), местами к микротрещинам и микростилолитовым швам (Рис.6–8). Имеется набор аксессуарных включений циркона, имеющий одинаковое погасание, вытянутых в едином направлении (Рис.9).

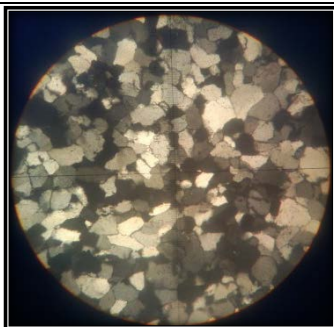


Рис. 1



Рис. 2

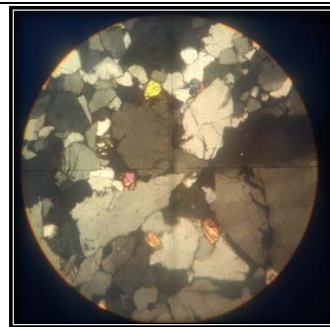


Рис. 3

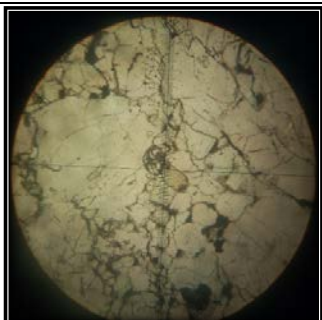


Рис. 4

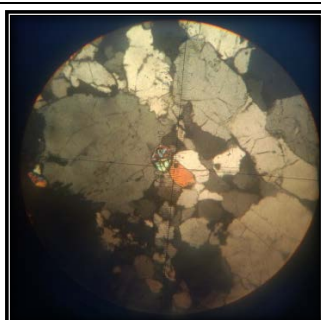


Рис. 5

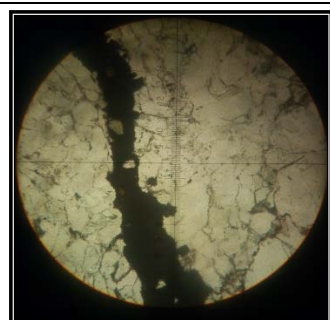


Рис. 6

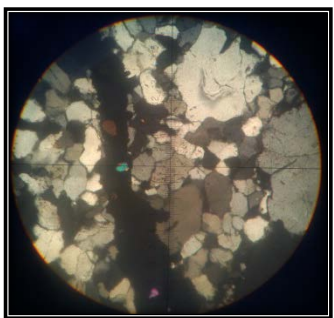


Рис. 7

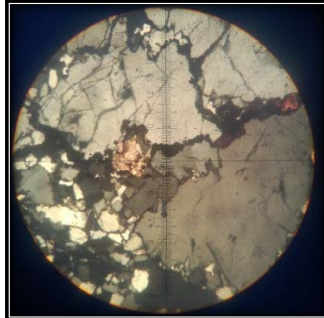


Рис. 8

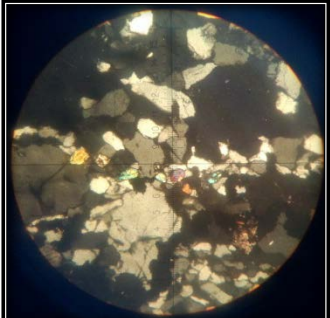


Рис. 9

По данным литолого-фациального анализа каменного материала нами выделен интервал в разрезе, представляющий собой кору выветривания кварцевого песчаника - зону перерыва осадконакопления, стратиграфическую границу ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Замечено, что выше этого интервала расположена зона интенсивной перекристаллизации песчаника, в отдельных интервалах развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости, путями миграции для флюидов, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания [7].

Построенные по сейсмическим данным карты отражающих горизонтов говорят о том, что Гусихинская №1 скважина находится одной абсолютной отметке с Флеровской №2. Испытание пласта Д4vb скважины Флеровской №2

подтвердило наличие нефтенасыщения пласта (газоконденсатом), в то время как испытание скважины Гусихинской №1 дал отрицательный результат по насыщению в интервале отбора керна.

Геофизические исследования по первому стволу скважины Гусихинской №1, по которому проводился отбор керна, не было сделано по технологическим причинам. Имеются геофизические исследования по третьему стволу скважины, которые может быть использовано, с определенной долей условности, по абсолютным отметкам ввиду близкого расположения к первому стволу.

При просмотре интерпретации геофизики и построению мощностей выявлено странное поведение циклов осадконакопления, объяснить которую невозможно из-за сильного разброса мощностей. Для уточнения границ выделенных разностей, произведена переинтерпретации данных ГИС. Полученные после тщательной переинтерпретации данные дали свои результаты.

Отбитые геофизические границы по Флеровской №2 претерпели незначительные изменения, что же касается Гусихинской №1 мы увидели совершенно иную картину, нежели прежде. Чтобы не ошибиться в своих предположениях и не делать скоропалительных выводов, необходимо уточнение полученных данных. Еще раз были проверены данные переинтерпретации ГИС, материал сейсморазведки и данные по отбору шлама ГТИ. По уточненным данным выявлено, что керн Гусихинской скважины был отобран не с пласта Д4vb, а с интервала ниже. По-видимому, это и послужило причиной отрицательного результата перфорации скважины. Данные полученные станцией ГТИ совпадают с полученными в ходе переинтерпретации данными вплоть до кровли воробьевского горизонта.

Схема корреляции по Флеровской и Гусихинской структуре была выполнена на основе седиментационной ритмичности, отраженной в графиках магнитной восприимчивости.

Выделение петромагнитных циклов производилось на основе общепринятой методики, описанной во многих работах [1-6].

Все петромагнитные ритмы соответствуют седиментационной ритмике, границы петромагнитных ритмов соответствуют смене литологических границ в том случае, если литологическая колонка построена по керну, литология, построенная по ГИСам более грубая и совпадение отмечено не во всех случаях. Чаще всего это контрастная смена пород, но известны варианты, когда граница петромагнитного цикла проведена в однородной породе и смены литологии не наблюдается.

Но даже если граница, выделенная по петромагнитной ритмике, не совпадает с резким изменением литологии, а проходит внутри, казалось бы, однородной по литологии пачки, на границе смены петромагнитного ритма фиксируется увеличение аксессуарных минералов, изменение сортировки и окатанности материала, смена типа слоистости (Рис.10).

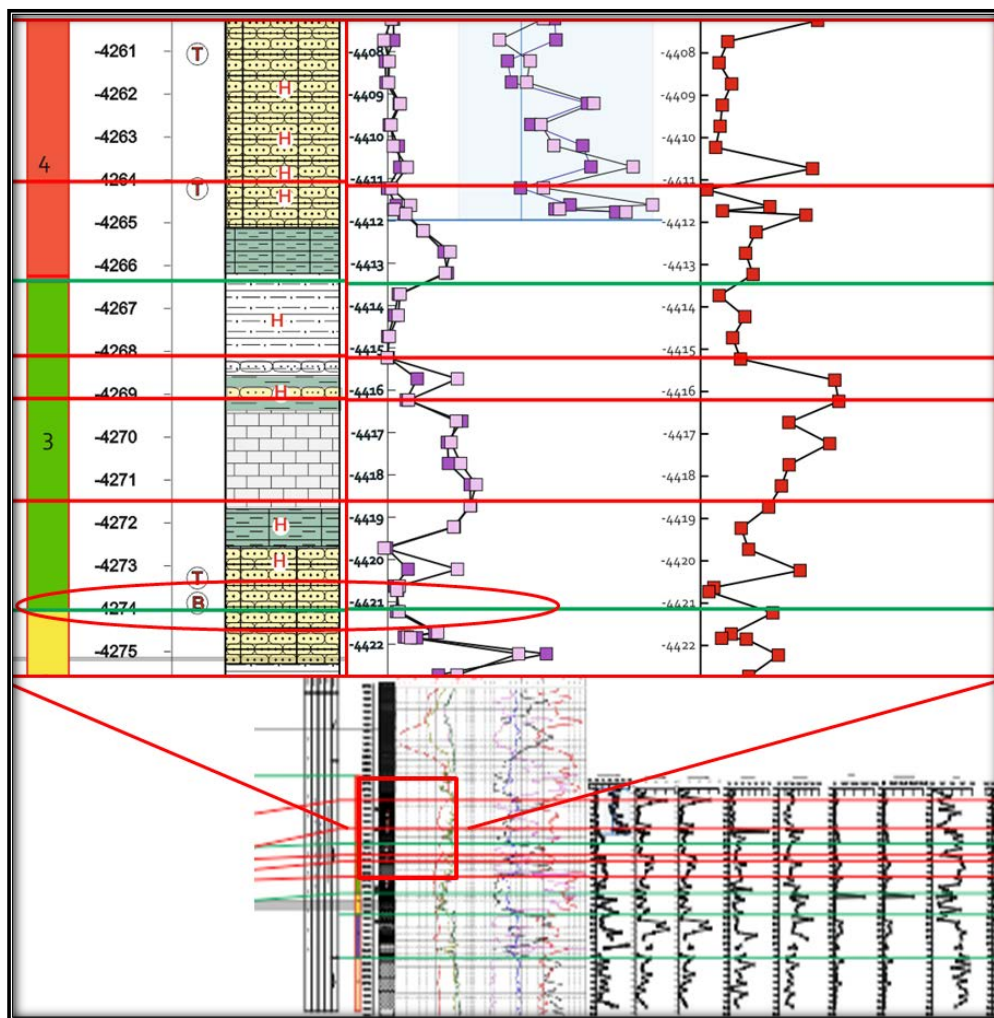


Рис. 10 – Выкопировка из корреляционной схемы, скважина Гусихинская №1

В отдельных циклах, выделенных исключительно по петромагнитной ритмике, дополнительно выделялись подритмы литологические, границы между которыми соответствовали различным циклам осадконакопления. Например, в пределах петромагнитного цикла 3 Гусихинской площади выделяется два седиментационных цикла – нижний соответствует карбонатному этапу осадконакопления, верхний – терригенному.

В большинстве случаев выделение подритмов в петромагнитных ритмах соответствует смене литологии.

При сопоставлении каротажных диаграмм с петромагнитными намечена закономерность совпадения по абсолютным отметкам петромагнитных параметров с зонами повышенной кавернозности, низких значений нейтронного радиоактивного каротажа, низкими показателями микрозондов (литологически зона представлена зоной перехода алевролита к известняку) при этом отмечается увеличение значений каппы и термокаппы, следовательно фиксируется резкое увеличение ферромагнетиков и тонкораспыленного пирита, что типично для плотных глинистых пород.

Литологическая колонка, построенная по ГИС в варианте первичной интерпретации данных, принципиально не соответствовала данным по керну, уточнение литологического строения вскрываемых пород было сделано после подробного описания керна, но в интервалах, в которых отбор керна был не предусмотрен считать литологическую разбивку достоверной не приходится. Сопоставить данные по столь различным вероятностным факторам, учитывая неоднозначность интерпретационной картины, пользуясь только традиционными методами ГИС и ЛФИ если и возможно, то только на отдельных, хорошо узнаваемых и сопоставляемых между собой интервалах разреза. Это занимает длительное время, требует внимание различных узкоспециализированных специалистов и времени. Что касается петромагнитных данных, то они были обработаны в лаборатории СГУ в течении получаса и дали совершенно однозначные результаты.

Перерыв в осадконакоплении, выделенный по данным литолого-фациальных исследований четко фиксируются на петромагнитных диаграммах (схема корреляции, интервал минус 4274-4275м), прослеживается на обоих скважинах в различных фациальных обстановках осадконакопления.

В терригенных породах Гусихинской структуры «песчаник имеет явные признаки выветривания, а именно: несвежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и ниже расположенных интервалах, обогащение темноцветными минералами, рыхлые агрегаты зерен, отсутствие среди зерен кварца индивидов с совершенными кристаллографическими формами, в целом улучшение сортировки и окатанности зерен. Выше этого интервала описана зона интенсивной перекристаллизации песчаника, развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости путями миграции для флюидов, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания. Это - зона перерыва осадконакопления,

стратиграфическая граница ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Ниже этой глубины фиксируется смена типа слоистости пород с горизонтальной слабопроявленной, на однонаправленную косую, периодически переходящую в горизонтальную, линзовидную. С этой глубины песчаник, встречающийся в разрезе, более-менее однороден по форме зерен, исчезают остроугольные обломки кристаллокластов, в то время как до этого разнообразие форм существования кварца говорит о наличии нескольких источников поступления кластического вещества в бассейн осадконакопления» [9].

В терригенных породах Флеровской структуры на абсолютной отметке, отличающейся от интервала выделения перерыва осадконакопления на Гусихинской структуре, всего на один метр, фиксируется аналогичный перерыв в осадконакоплении. (схема корреляции, глубина -4275,6,).

В этом интервале развит алевролит песчанистый, мономинеральный кварцевый, наблюдается сильная трещиноватость, брекчированность материала. Кварцевые зерна имеют в ряде случаев облачное погасание, развиты микростилолитовые швы, которые выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Количество акцессорных минералов, среди которых преобладает циркон резко увеличивается по сравнению с выше и ниже лежащими интервалами. Акцессорные минералы расположены по микростилолитовым швам и имеют направленность согласно развитию стилолитов.

Перерыв в осадконакоплении, зафиксированный данными петромагнитных и литолого-фациальных исследований на Флеровской структуре совпадает со стратиграфической границей, выделенной по ГИС – кровлей чернойгорского горизонта, на Гусихинской структуре, с кровлей афонинского надгоризонта. В процессе перерыва в осадконакоплении в интервале глубин -4274 – -4275,6м разрушались породы чернойгорского горизонта и афонинского надгоризонта.

То, что перерыв в осадконакоплении, выделенный по данным литолого-фациальных и петромагнитных исследований, совпадает по абсолютным отметкам с разницей в один метр в двух скважинах различных структур не может быть случайностью. Эту отметку мы фиксируем как реперную при сопоставлении данных.

Общая картина петромагнитной ритмики по двум структурам совпадает по абсолютным отметкам с разницей 1–2м, начиная с глубины перерыва осадконакопления и выше. При этом фиксируется не только относительная картина совпадений, но и абсолютная (схема корреляции ритм 4).

Схожая картина поведения петромагнитных кривых свидетельствует об одновременности осадконакопления в третьем и четвертом петромагнитных ритмах.

К глубине минус 4274 – 4275,6м размытая поверхность выровнялась по абсолютным отметкам вследствие эрозии и дальше осадконакопление

происходило в схожих прибрежно-морских, морских, и по всей видимости реже лагунных (схема корреляции 3 ритм Гусихинская структура) фациальных обстановках.

Ниже глубины вскрытия зоны перерыва в осадконакоплении песчаник, встречающийся в разрезе, более однороден по форме зерен, исчезают остроугольные обломки кристаллокластов, в то время как до этого разнообразие форм существования кварца говорит о наличии нескольких источников поступления кластического вещества в бассейн осадконакопления и его пульсационности.

Литолого-фациальные исследования обоих структур показали наличие в нефтенасыщенной части разреза, которая вся расположена выше предполагаемого перерыва в осадконакоплении, седиментационных вертикальных трещин. Их седиментационная природа доказана отсутствием в подстилающих и перекрывающих отложениях трещиноватости. Если принимать за основу данные петромагнитной ритмичности, то можно говорить о том, что трещины развиты в интервале абсолютных отметок 4254 – 4274м.

Трещиноватость появляется раньше в районе Гусихинской структуры позже, в меньшем объеме проявляется во Флеровской структуре. В Гусихинской структуре трещины строго вертикальные относительно оси керна, во флеровской разнонаправленные. Газоконденсатное насыщение связано с интервалом развития трещиноватости, зона перерыва в осадконакоплении, по всей видимости, является зоной миграции для углеводородов, потому что ниже ее насыщения не отмечается.

Заключение и выводы

Было изучено и описано около 180 проб каменного материала (образцов керна и шлифов), петромагнитные исследования проводились в петромагнитной лаборатории СГУ, было прописано 11 петромагнитных параметров, отснято 146 проб.

Были построены:

- Литологические колонки Гусихинской и Флеровской скважины;
- Таблицы фациальной изменчивости по Гусихинской и Флеровской скважине;
- Построение схемы уточнение мощностей по переинтерпретированным данным ГИС.

Результатом работы стало:

- Корреляционная схема Флеровской №2 и Гусихинской №1 скважины.

Опыт применения метода литолого-фациальных исследований шлама и керна в комплексе с петромагнитным методом исследований,

и материалами ГИС и ГТИ, как и в предыдущих работах, проводимых в этом же направлении, показал свою перспективность в вопросах детального расчленения и корреляции разрезов, реконструкции седиментационной цикличности и выявления перерывов в осадконакоплении.

В дальнейшем планируется:

- Продолжение исследований, установление зависимостей петромагнитной ритмики от параметров ГИС;
- Изучение магнетизма пород-коллекторов с разным типом пластового флюида, для возможных связей петромагнитных параметров с типом и составом нефти;
- Рассмотреть возможность выявления зон миграции УВ по термокаппаметрическим данным, а также выделить нефтенасыщенных интервалов;
- Установление зависимостей петромагнитной ритмики от параметров ГИС;
- Изучение магнетизма пород-коллекторов с разным типом пластового флюида, для возможных связей петромагнитных параметров с типом и составом нефти;
- Применение петромагнитного метода для уточнения геологической информации в рамках выполнения подсчёта запасов, применение метода для проведения корреляционных зависимостей в отложениях гжельского (С3g) яруса, мячковского (С1mч) и подольского (С2pd) горизонта, а также отложениях окского надгоризонта (С1ок);
- Участие в решении вопроса по влиянию пиритизации пород на показания электрометрии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А.* Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты) // Бюл. МОИП. Отд. геол., вып.1. Т.70. 1995. С.32-41.
2. *Гришанов А.Н., Гужиков А.Ю., Молостовская И.И., Харитонов Т.В.* Использование петромагнитных критериев для детального расчленения разрезов уфимского яруса и обоснования границы между соликамским и шешминским горизонтами в пределах Соликамской впадины Предуралья // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. № 1. 1997. С.19-25.
3. *Гужиков А.Ю., Бирбина А.В., Копаевич Л.Ф., Вишневская В.С., Орлова Т.Б., Ямпольская О.Б.* Опорный разрез границы альбского и сеноманского ярусов Саратовского Заволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. Вып.31, июль 2002. С.21-29.
4. *Молостовский Э.А.* Скалярные магнитные характеристики горных пород как показатели условий седиментации. – Использование

магнетизма горных пород при геологической съемке. Л., Недра, 1986. С.150-166.

5. *Молостовский Э.А., Храмов А.Н.* Магнитостратиграфия и значение в геологии. -Саратов: Издательство Саратовского университета, 1997.

6. *Guzhikov A., Molostovsky E.* Some features of the Early Cretaceous sedimentation in the Cis-Caucasia reflected in magnetic properties of the sedimentary cover // *Geodiversitas*. 21 (3). 1999. P.365-385.

7. *Николаева Л.А. Коновалова А.А.* Определение насыщения пласта DIV Гусихинской структуры методом интерпретации палеток флюидных коэффициентов. // Материалы XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 2 полугодие 2013г., сборник статей с.313-315.

8. *Алексеев В.П.* Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Литология". Екатеринбург: Изд-во УГТГА, 2003.147 с.

9. *Семин А.С. Коновалова А.А.* Выделение литолого-фациальных зон с целью уточнения геологического строения пласта DIV Гусихинской структуры // Материалы XVII международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 2 полугодие 2013г., сборник статей с.322-324.

УДК 550.81.553.98 (470.43)

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

Л.А.Марченкова

*СамГТУ, Самара, Россия,
Larisa.mw@mail.ru*

На всех этапах фанерозоя кристаллический фундамент и осадочная толща развивались в тесной связи во времени и пространстве.

Именно во время тектонических движений одни участки испытывают погружения, другие испытывают подъем. Возникает множество трещин, разрывных нарушений, по которым нефть и газ поднимаются и скапливаются в ловушках. Поэтому без знаний тектоники фундамента невозможно создать стройную концепцию о закономерностях развития структур осадочного чехла. [1]

Карпинский еще в 1886г. первый выделил в строении Восточно-Европейской платформы гранитный базис, кристаллическое основание и осадочный чехол.

Идеи Карпинского получили продолжение в трудах известного тектониста Архангельского, который обобщил имеющиеся геолого-геофизические материалы. И вместе с Шатским составил первые карты тектонического районирования территории России, Волго-Уральской области и дал классификацию тектонических структур. Архангельский ввел в геологию термин «плита» для обозначения платформенных территорий покрытых осадочным чехлом, термин «вал» для обозначения группы линейно расположенных поднятий, осложняющих антеклизы, синеклизы.

Шатский Н.С. применил к анализу истории развития Восточно-Европейской платформы метод составления палеогеологических карт. Ему же принадлежит приоритет в установлении блокового строения кристаллического фундамента платформ.

Кристаллический фундамент платформ представляет собой как бы мозаику разнородных глыб, разделенных разломами. По этим разломам происходит вертикальное перемещение глыб, блоков относительно друг друга. Концепция блокового строения земной коры логично объясняет такие явления как унаследованность структур, обратимость движений, миграцию зон поднятий и прогибов. В поисках общих закономерностей развития земной коры Архангельский, Шатский разработали методику изучения тектоники платформ. Постановка задачи изучения кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы тесно связана с открытием и разведкой месторождений нефти в Волго–Уральской провинции, с именем Губкина. Основоположник нашей нефтяной геологии, академик Губкин, четко представлял влияние кристаллического фундамента на формирование нефтегазоносных структур осадочного чехла. Пробуренные по инициативе Губкина первые опорные глубокие скважины дали возможность выделить основные морфологические структуры поверхности фундамента, необходимые для анализа структуры нефтегазоносного чехла. [3]

Территория Самарского Поволжья находится на древней Восточно-Европейской платформе. [2,4] Структурные особенности древних платформ заключаются в их многоэтажности, в блоковом характере разломной тектоники кристаллического фундамента и в пликративном характере дислокаций осадочного чехла. В строении рассматриваемой территории выделяются несколько надэтажей, этажей, различающихся др. от др. составом пород, типами структур, характером проявления дизъюнктивной тектоники. Нижний, первый этаж представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, второй – осадочными породами палеозоя. Тектонические движения за всю платформенную историю развития в своем суммарном выражении запечатлены современном рельефе кристаллического фундамента.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Даниелян Б.З., Марченкова Л.А. Взаимосвязь разломно-тектоники кристаллического фундамента и структур осадочного чехла на примере Самарского Поволжья. В сб. Проблемы геологии и освоения недр. Труды XII Международного симпозиума имени академика М.А.Усова. Издательство Томского политехнического университета 2009г. С. 377-378
2. Хачатрян Р.О. «Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы». Изд. Наука, Москва, 1979 г., с. 171.
3. Хачатрян Р.О. Принципы тектонического районирования нефтегазоносных провинций древних платформ. Сб. Проблемы геологии нефти, вып. 2, ИГиРГИ, Москва, 1971 г., 15-24 с.
4. Мустафинов А.Н. «Нефтеносность Куйбышевского Поволжья». Гостоптехиздат, М., 1958 г., с. 176.

УДК 532.5(075.8)

ОБОСНОВАНИЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

*Л.В. Петрова, И.Д. Ганиева**Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»**в г.Октябрьском, Российская Федерация,**larisa_petrova@mail.ru**Nizamova1011@mail.ru*

Аннотация: Дается обоснование выбора функции распределения пор и поровых каналов по размерам. В качестве плотности распределения предложена функция, позволяющая описать широкий круг одновершинных распределений.

Ключевые слова: коллектор, поровое пространство, капиллярное давление, керн, водонасыщенность.

JUSTIFICATION OF THE DISTRIBUTION LAW OF PORE CHANNELS IN RESERVOIR ROCKS

*L.V. Petrova, I.D. Ganieva**Department of FSBEI «Ufa State Petroleum Technological University» in Oktyabrskiy, the Russian Federation,**: larisa_petrova@mail.ru*

Abstract: Justification of the distribution function of pores and the pore channels choice depending on their size is given. As the density distribution, we proposed the function, which allows to describe a wide range of unimodal distributions.

Keywords: reservoir, pore space, capillary pressure, the core, water saturation.

Размеры пустотных каналов и их распределение являются важной характеристикой пустотного пространства пород-коллекторов.

Функция распределения поровых каналов по размерам дает представление не только о размерах каналов и их числе, но и позволяет судить о степени неоднородности пустотного пространства [1-3].

На практике для определения функции распределения поровых каналов проводят капилляриметрические исследования образцов керна.

Экспериментальные кривые, полученные на основе смесимого вытеснения для терригенных коллекторов разной проницаемости, во всех случаях одновершинные, асимметричные с резко выраженными максимумами в области средних значений радиусов. С увеличением проницаемости пород, как правило, максимумы кривых сдвигаются вправо в область больших значений радиусов, а величина максимального значения $f(r)$ уменьшается. Указанные кривые распределения поровых каналов по размерам получены на основании экспериментальных кривых зависимости капиллярного давления от водонасыщенности [3-5].

Для описания структуры пустотного пространства вид функции распределения поровых каналов по размерам должен быть выбран таким образом, чтобы аппроксимировать кривые капиллярного давления с достаточно хорошей точностью [4, 5].

По данным американских исследователей кривые капиллярного давления, полученные в лабораторных условиях на большой коллекции образцов пород-коллекторов, имеют следующие особенности.

1. В логарифмической системе координат зависимость капиллярного давления от относительной водонасыщенности пустотного пространства имеет линейный характер.

Отметим, что относительная водонасыщенность $(\overline{K_B})$ представляет собой долю подвижной воды в эффективном объеме пустотного пространства

$$\overline{K_B} = \frac{K_B - K_{Bo}}{1 - K_{Bo}},$$

где K_B – общая водонасыщенность пустотного пространства;

K_{Bo} – остаточная водонасыщенность.

Относительная водонасыщенность изменяется от единицы (при 100%-ной водонасыщенности) до нуля (при предельной водонасыщенности пустотного пространства несмачивающей фазой). Линейная зависимость

$\lg P_k = f \cdot (\lg \overline{K_v})$ нарушается лишь при значениях $\overline{K_v}$, близких к единице. Из сказанного следует, что в широком диапазоне изменения водонасыщенности зависимость $P_k = f \cdot (\overline{K_v})$ имеет степенной характер.

2. Угол наклона графика $P_k = f \cdot (\overline{K_v})$ в логарифмической системе координат характеризует степень неоднородности пустотного пространства (дисперсию распределения). Чем меньше угол между прямой и осью давлений, тем выше неоднородность породы и наоборот. При нулевой дисперсии (идеально однородная структура) кривая капиллярного давления перпендикулярна оси капиллярных давлений.

3. При одинаковой неоднородности структуры изменение среднего размера поровых каналов вызывает сдвиг кривой в направлении оси капиллярных давлений. Причем, чем меньше значение среднего радиуса, тем выше кривая капиллярного давления и наоборот. Кроме того, распределения пор по размерам часто имеют асимметричную форму и очевидно определены лишь для положительных значений радиусов поровых каналов [6].

Анализ показывает, что всем вышеуказанным условиям соответствует распределение Пуассона [1-3]. Данное распределение хорошо описывает различные совокупности проницаемости, кроме того, эта функция универсальная – она охватывает предельно широкий диапазон значений неоднородности – от нулевой до бесконечно большой. Функция распределения имеет относительно простой вид, удобна для выполнения многих математических операций [7, 8].

Зависимости $\lg P_k = f \cdot (\lg \overline{K_v})$, рассчитанные с использованием распределения Пуассона в широком диапазоне изменения относительной водонасыщенности, имеют вид прямых линий, причем наклон прямых характеризует степень неоднородности пустотного пространства [9-12].

Таким образом, в большинстве случаев выбранная функция позволяет с точностью, вполне достаточной для практических целей, описать плотность распределения поровых каналов реальных пород-коллекторов [9, 13-15].

В отдельных редких случаях породы-коллекторы могут иметь двугорбовое распределение поровых каналов. Очевидно, в этих случаях точность аппроксимации будет снижаться [6, 15].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Янке Е. Специальные функции [Текст]: учебное пособие / Е. Янке, Ф. Эмде, Ф. Леш. – М.: Наука, 1968. – 344 с.
2. Ахметов Р.Т. Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] /

Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.

3. *Ахметов Р.Т.* Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Электронный ресурс] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 341-352. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.

4. *Ахметов Р.Т.* Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 87-89.

5. *Ахметов Р.Т.* Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.

6. *Ахметов Р.Т.* Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – 94 с.

7. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижов, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136.

8. *Кнеллер Л.Е.* Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.

9. *Мухаметшин В.Ш.* Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 11-12.

10. *Мухаметшин В.Ш.* Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47-50.

11. *Зейгман Ю.В.* Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.

12. *Зейгман Ю.В.* Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.

13. Технологии ограничения водопритока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.

14. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.

15. *Ахметов Р.Т.* Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.

УДК 551.734

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ДЕВОНСКИХ ФОРАМИНИФЕР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.Л.Васильева

*ОАО «Волжское отделение Института геологии и
разработки горючих ископаемых», ФГБОУ ВО «Самарский
государственный технический университет»,
Самара, Россия,
E.L.Vasileva@mail.ru*

Распространение девонских фораминифер обусловлено наличием на территории Самарской области в разное время вод Уральского палеоокеана и менее солёных вод эпиконтинентального моря Центрального девонского поля (Коноваленко, 2005 и ссылки в этой работе).

Уральский палеоокеан был открытым морским бассейном с нормальной или несколько повышенной солёностью. В течение девонского периода Уральский палеоокеан трансгрессировал на запад, на восточную часть Русской плиты, что нашло своё выражение в ритмическом чередовании терригенных и карбонатных пород и большом фациальном разнообразии осадков. Климат в позднем девоне на юго-востоке Восточно-Европейской платформы западного склона Урала и характеризуется преобладанием пелагических фораминифер и радиолярий. Среди бентических фораминифер присутствуют своеобразные формы, неизвестные в пределах Русской плиты. Этот тип фауны называется «уральским». Другой тип фауны распространён в разрезе девона Центрального девонского поля и характеризуется развитием своеобразного сообщества бентических фораминифер,

наряду с полным отсутствием пелагических фораминифер и радиолярий. Этот тип фауны был тёплым тропическим. Условия морского бассейна в девоне были благоприятными для развития органической жизни, в том числе и для фораминифера. Быковой Е.В., занимавшейся анализом микрофауны девонских отложений западного склона Урала, восточной части Русской плиты и Центрального девонского поля, выделяются два типа фауны простейших (Быкова, 1955). Один из них приурочен к девонским отложениям называется «воронежским».

Фаунистическое различие «уральского» и «воронежского» комплексов обусловлено тем, что развитие первого из них приурочено к открытому морскому бассейну с нормальной или несколько повышенной солёностью (Уральский палеоокеан), а развитие второго – к условиям мелководного моря с нормальной или несколько пониженной солёностью (эпиконтинентальное внутреннее море Центрального девонского поля).

Установлена миграция древних форм микрофауны в западном направлении и перемещение их из более древних слоёв в более молодые (Быкова, 1955).

По мере трансгрессии Уральского палеоокеана в прилегающие районы Русской плиты происходило расселение «уральского» типа фауны простейших, смешение её с микрофауной эпиконтинентального моря.

Самарская область географически занимает промежуточное положение между бассейном Центрального девонского поля и западным склоном Урала. Поэтому состав фауны, распространённый в девоне Самарской области, неоднороден.

Для анализа микрофауны из материалов лаборатории стратиграфии и фондов ВОИГиРГИ было отобрано 20 скважин, расположенных в разных районах Самарской области (рис. 1). Из них три опорные: Байтуганская 24, Сызранская 152 и Ореховская 1 (Александров, Васильева, 2013). Описание всех скважин содержит различный по полноте микропалеонтологический материал. Наиболее детально описана фауна в опорных скважинах.

Далее рассматривается как по мере изменения характера морского бассейна девона на территории Самарской области происходит распространение фауны фораминифер.

В Самарском (Куйбышевском) Заволжье в терригенных отложениях нижнего и среднего девона фораминиферы не обнаружены. Воды Уральского палеоокеана в ранне-среднедевонскую эпоху только начинали распространяться на территории Волго-Урала, в частности, Самарской области. Считается, что терригенные отложения эмского, эйфельского и живетского ярусов Самарского (Куйбышевского) Заволжья фораминифер не содержат.

По данным скважины Сызранская 152 в этом районе в живетское время существовало мелководное эпиконтинентальное море, о чём свидетельствует распространение бентических фораминифер, характерных для Центрального

девонского поля (Быкова, 1955) – *Moravammina*, *Pseudopalmula*, *Semitextularia*. Пелагические фораминиферы отсутствуют.

Франское время характеризуется дальнейшим продвижением вод Уральского палеоокеана на запад и сменой, преимущественно, терригенного осадконакопления на карбонатное. Соответственно разнообразны условия, в которых осаждались осадки и развивались фораминиферы.

Среди нижнефранских отложений преобладающее значение имеют терригенные породы, отлагавшиеся в прибрежно-морских и мелководных условиях. Поэтому сообщество обнаруженных фораминифер состоит, главным образом, из бентических форм. Периодами, когда устанавливался нормальный морской режим и образовывались известняки, появлялись пелагические фораминиферы.

Пашийское время характеризуется терригенным типом отложений. В отложениях пашийского горизонта в разрезах изученных скважин фораминиферы не обнаружены.

Тиманские слои сложены, преимущественно, терригенными породами, с прослоями известняков, в которых, по данным скважины Северо-Маркинской 41, обнаружены бентические фораминиферы – *Cribrosphaeroides* sp. и *Irregularina* cf. *horrida* Reitl, являющаяся характерной уральской формой. Из пелагических форм определена *Archaeosphaera magna* Sul.

В северной части области в тиманских отложениях скважины Булатовской 230 встречены *Nanicella gallowae* (Thomas), *Semitextularia* sp., характерные для отложений Центрального девонского поля.

В нижнефранских терригенных отложениях скважины Сызранская 152 фораминиферы не обнаружены. Терригенные породы Байтугана и Ореховки также не содержат фораминифер.

В раннефранское время существовал Волго-Сокский палеопрогиб северо-восточного простирания, наиболее выражен он был в тиманское время. Скважины, в которых были обнаружены фораминиферы в тиманских отложениях, располагаются в северо-западной (Булатовская 230) и юго-восточной (Северо-Маркинская 41) бортовых зонах Волго-Сокского палеопроггиба. Здесь существовали мелководно-морские условия, в отличие от осевой зоны, где в результате углубления бассейна образовалась иловая впадина с условиями застойного бассейна. К концу тиманского времени впадина полностью компенсировалась осадками. Таким образом, в восточной части области, к востоку от Волго-Сокского палеопроггиба, получила распространение фауна «уральского» типа, а в западной – фауна «воронежского» типа.

Отложения среднефранского подъяруса представлены саргаевскими и доманиковыми слоями.

В начале среднефранского времени происходят изменения в палеогеографической обстановке, выразившиеся в преимущественном накоплении карбонатных осадков по сравнению с предыдущим, преимущественно, терригенным осадконакоплением. Трансгрессия моря способствовала установлению в саргаевское время мелководных условий, а в доманиковое время - возникновению обширной некомпенсированной доманиковой впадины, за исключением юго-западной территории области, района Жигулёвско-Пугачёвского свода (Новожилова, 1964). Среди тёмных глинисто-кремнисто-карбонатных осадков, обогащённых органикой, местами отлагались более светлые карбонатные осадки.

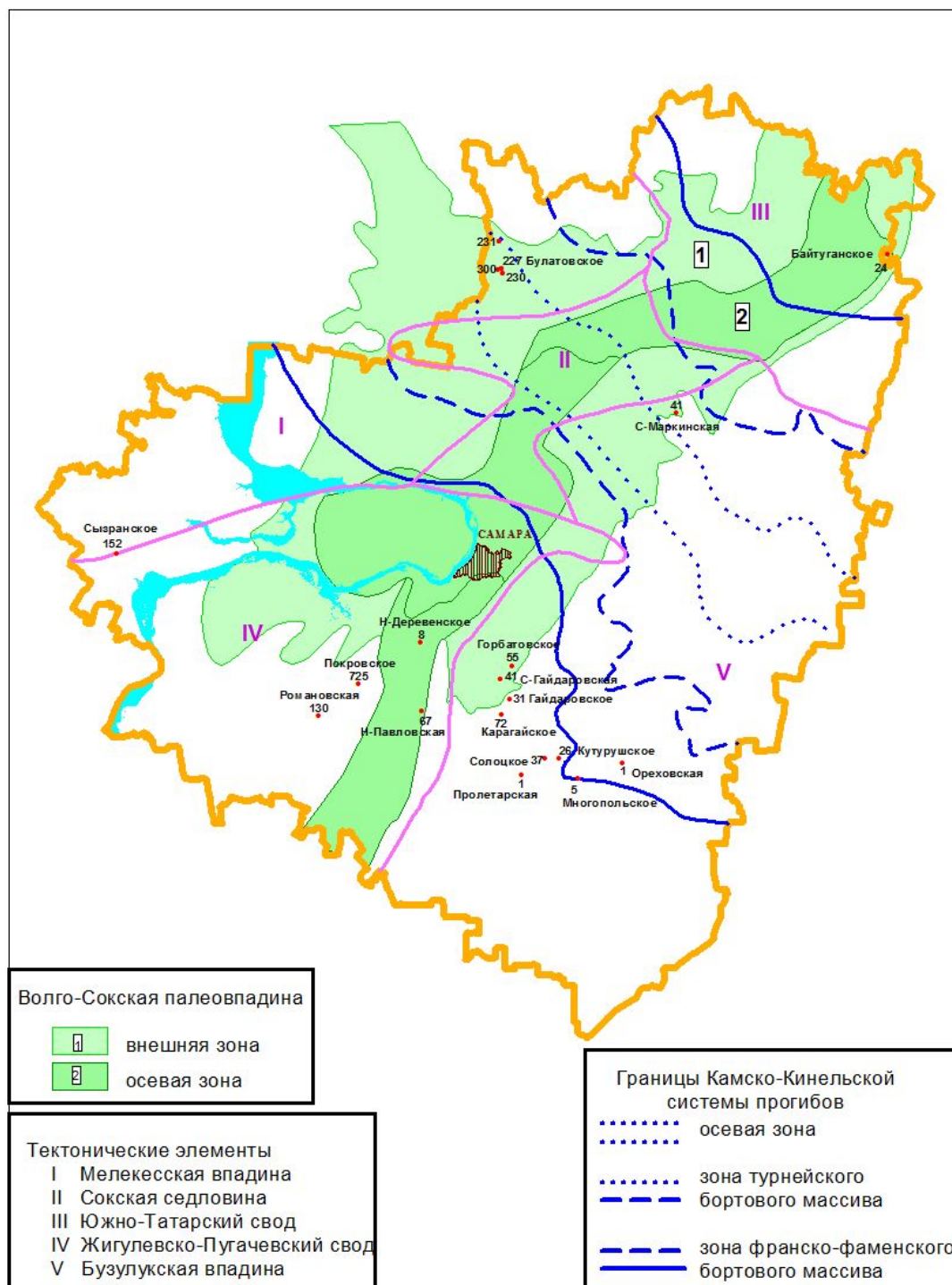


Рис 1. Схема расположения изученных скважин Самарской области.

Саргаевские слои в том случае, когда они представлены чистыми известняками, как это имело место в районе Северо-Маркинской

площади, содержат пелагические фораминиферы *Archaesphaera* и *Parathurammina*.

Саргаевские слои Сызрани представлены мергелями и известняками с известняками с промазками глин. В известняках обнаружены *Archaesphaera minima* Sul., *Bisphaera elegans* Viss., *B. parva* sp.n., *Rectocornuspira* sp., *Frondilina* sp., *Lingulina* sp. Эти фораминиферы немногочисленны, но интересны тем, что среди них появляются формы, широко распространённые в девоне Урала, такие как *Archaesphaera* и *Bisphaera*.

Доманиковые слои во всех изучаемых районах в большинстве случаев фораминифер не содержат, что свидетельствует о своеобразных условиях доманикового бассейна. Битуминозные известняки характеризуются присутствием радиолярий (Быкова, 1955). Скопления фораминифер обнаружены в скважинах Северо-Маркинской 41, Гайдаровской 31 и Сызранской 152.

Доманиковые слои Северо-Маркинской площади, сложенные, в основном, известняками, содержат как бентические, так и пелагические фораминиферы, при преобладании последних. Из пелагических фораминифер обнаружены - *Archaesphaera minima* Reitl., *A. minima* Sul., *A. grandis* Lip., *Parathurammina* cf. *tuberculata* Lip., *P. cf. spinosa* Lip., *P. devonica* Viss., *P. suleimanovi* var. *stellata* Lip., *P. eodagmarae* Reitl. Бентические формы представлены уральскими видами – *Irregularina horrida* Reitl., *Bituberitina devonica* Pojark., *Calcisphaera* sp.

В скважине Гайдаровской 31 наряду с пелагическими фораминиферами *Parathurammina* встречаются бентические – *Ammobaculites*, *Calcisphaera*, *Nanicella*.

В доманиковых отложениях Сызрани, в терригенных породах, содержатся бентические фораминиферы *Semitextularia* sp., *Pseudopalmula* sp., *Nanicella* sp. В известняках встречены пелагические фораминиферы - *Archaesphaera minima* Sul., *A. magna* Sul., *Bisphaera parva* sp.n., *Parathurammina devonica* Viss. Таким образом, известняки и терригенные породы доманиковых слоёв Сызранского района характеризуются различными сообществами фораминифер. Если в терригенных породах встречаются фораминиферы, характерные для Центрального девонского поля, то в известняках наблюдаются формы, широко распространённые в девоне западного склона Урала.

Верхнефранские слои состоят из отложений мендымского, воронежского, евлановского и ливенского горизонтов.

В мендымское время морской бассейн продолжал существовать, за исключением юго-западной части Самарской области. В результате регрессии в позднемендымское время сократились размеры доманиковой впадины. Происходит дифференциация территории на мелководные и впадинные зоны. Образуется система Камско-Кинельских некомпенсированных прогибов. В пределах впадины продолжалось накопление тёмных глинисто-карбонатных

осадков небольшой мощности, а на отдельных приподнятых участках наряду с тёмными периодически шло накопление светлых карбонатных осадков. На остальной территории, в условиях шельфового мелководья, формировались известняки светлой окраски, органогенные. Формируются органогенные постройки типа биостромов и биогермов. Среди рифолюбов присутствуют фораминиферы *Parathuramminidae*, *Lagenidae*.

Сообщество фораминифер становится более разнообразным. Фауна определена в большинстве изученных скважин (Байтуганская, Северо-Маркинская, Горбатовская, Гайдаровская, Ореховская, Многопольская, Кутурушская, Солоцкая). Западнее, в районе Покровской и Сызранской площадей, отложения мендыма не наблюдались.

В известняках мендымского горизонта скважины Байтуганской 24 встречены многочисленные пелагические фораминиферы, наряду с которыми присутствуют бентические формы *Tscherdyneceveilla acervulinoides* Antr., *Syniella tortuosa* Antr., *Tikhinella ex gr. multiformis* Lip.

В известняках мендымского горизонта скважины Северо-Маркинской 41 также распространены многочисленные пелагические фораминиферы, наряду с которыми присутствуют бентические – *Eotuberitina*, *Calcisphaera*, *Nanicella*.

В Ореховской скв.1, при разнообразии пелагических и бентических форм (Кондулукова, 1963), бентические фораминиферы (73%) преобладают над пелагическими (27%), что может свидетельствовать о меньших глубинах дна моря по сравнению с Байтуганом.

В районе скважины 37 Солоцкой площади комплекс пелагических фораминифер беднеет. В известняках мендымских слоёв встречены только единичные *Bisphaera malevkensis* Bir. Бентические фораминиферы представлены более широко уральскими формами – *Corbiella*, *Tuberitina*, *Petchorina*.

В известняках мендымских слоёв скважин Кутурушской 26 и Северо-Гайдаровской 41 определены как пелагические, так и бентические фораминиферы, среди которых *Eotuberitina*, *Corbiella*, *Irregularina*, *Cribrosphaeroides*, *Rauserina*, *Earlandia* и *Moravammina*. Последняя характерна для отложений Центрального девонского поля (Быкова, 1955).

В воронежское, евлановское и ливенское время морской режим устанавливается на всей исследуемой территории (Новожилова, 1964). В осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов продолжали накапливаться карбонатные осадки доманикового типа, чередующиеся в разрезах локальных поднятий со светло-серыми известняками. На

большей части территории сохраняются условия мелководного шельфа с нормальным газовым режимом и солёностью. Распространение получают карбонатно-органогенные фации.

Фораминиферы определены во всех исследованных скважинах. Видовое разнообразие характерно как для пелагических, так и для бентических форм, что может говорить о различных глубинах дна бассейна.

В известняках скважины Байтуганской 24 обнаружены многочисленные пелагические фораминиферы *Archaeosphaera*, *Bisphaera*, *Parathuramina* при полном отсутствии бентических форм. Это может быть доказательством относительно больших глубин дна моря. При продвижении на юго-запад (Северо-Маркинская 41), наряду с многочисленными пелагическими фораминиферами встречаются бентические фораминиферы *Bituberitina* sp., *Calcisphaera* sp., *Diplosphaerina magna* Pojark.

На остальной территории Самарской области происходит увеличение разнообразия бентических форм (*Irregularina*, *Caligella*, *Rauserina*, *Corbiella*, *Tikhinella*, *Petchorina*, *Eonodosaria*, *Geinitzina*, *Frondilina*, *Calcisphaera*, *Syniella*). Широко распространяются виды семейства *Lagenidae*. Так, например, известняки скважины Сызранской 152 содержат пелагические фораминиферы *Archaeosphaera minima* Sul., *A. magna* Sul., *Bisphaera elegans* Viss., *B. elegans* var. *subsphaerica* Viss., *B. concavitas* Viss., *Parathuramina* sp., а также разнообразные бентические *Lagenidae* – *Geinitzina*, *Nodosaria*, *Frondilina*, *Tikhinella*. *Lagenidae* более многочисленны в евлановско-ливенских слоях, чем в воронежских. Из бентических фораминифер в воронежских отложениях также присутствуют *Pseudopalmula*, *Semitextularia*, *Paratextularia*, характерные для Центрального девонского поля. Воронежские и евлановско-ливенские отложения Сызрани отличаются смешанным сообществом бентических форм, характерных для верхнего девона западного склона Урала и Центрального девонского поля.

Смешанное сообщество фораминифер при преобладании уральских форм определено в воронежско-евлановско-ливенских отложениях скважин Булатовской 227, Кутурушской 26, Северо-Гайдаровской 41, в которых определена бентическая форма Центрального девонского поля *Mogavamina*.

В фаменский век в Самарском (Куйбышевском) Поволжье сохранялись морские условия осадконакопления. Отложения фаменского яруса распространены повсеместно, но не всегда в полном объёме. Продолжала существовать Камско-Кинельская система некомпенсированных прогибов. В осевой зоне, относительно глубоководной, накапливались осадки доманикового типа – известняки глинистые, кремнестые, переходящие в мергель. В этих условиях большую роль играли планктонные и свободно плавающие организмы, в том числе однокамерные фораминиферы. На остальной территории, включая бортовые зоны Камско-Кинельской системы прогибов, в мелководной зоне шельфа, в результате медленного компенсированного прогибания дна бассейна накапливались карбонатные

отложения – известняки органогенные и доломиты, пористые и кавернозные с включениями ангидритов. Значительную часть органического мира в фаменский век составляли фораминиферы и водоросли.

В северо-восточной части области, в скважине Байтуганской 24, нижняя и верхняя части фаменского яруса представлены, преимущественно, известняками, средняя – доломитами. Доломиты обычно никаких органических остатков не содержат. В известняках, наряду с многочисленными пелагическими фораминиферами разнообразными *Archaeosphaera*, *Bisphaera*, *Parathurammina*, присутствует много уральских бентических форм, среди них *Tuberitina*, *Rauserina*, *Paracaligella*. Появляются впервые *Septatournayella* ex gr. *rauserae* Lip., *Endothyra* ex gr. *communis* Raus. Сходный комплекс фораминифер встречается в большинстве скважин, в том числе в скв. Ореховская 1. В верхнефаменских, заволжских, отложениях становятся более разнообразны *Endothyra*, *Quasiendothyra*.

В районе Сызрани также возрастает количество уральских форм. Среди пелагических фораминифер становятся более разнообразными *Parathurammina*, наряду с которыми имеются и уральские бентические фораминиферы *Irregularina*, *Corbiella* и в верхнефаменских отложениях появляются *Septatournayella*, *Endothyra*, *Quasiendothyra*.

Бентические фораминиферы Центрального девонского поля *Moravammina* определены в фаменских отложениях скважин Булатовской 230 и Северо-Гайдаровской 41.

Таким образом, девонские отложения востока Самарской области, часть Самарского (Куйбышевского) Заволжья, характеризуется комплексом фораминифер, сходным с тем, который распространён в девонских отложениях западного склона Урала. Запад Самарской области, Сызранский район и часть Самарского (Куйбышевского) Заволжья, обладает смешанным сообществом девонских фораминифер, здесь присутствуют формы, характерные для девона западного склона Урала, а также подобные тем, которые распространены в отложениях Центрального девонского поля.

Проведённое изучение подтверждает, что по мере продвижения вод Уральского палеоокеана в прилегающие области Восточно-Европейской платформы и установления там нормального морского режима происходило расселение «уральской» фауны простейших и смешение её в западной части Самарской области с «воронежским» типом фауны. Количество уральских форм возрастает по направлению от более древних горизонтов – тиманских отложений франского яруса, к более молодым – заволжским отложениям фаменского яруса.

Например, в скважине Северо-Маркинской 41 в тиманских отложениях появляются представители пелагических (*Archaeosphaera*) и

бентических (*Irregularina*, *Cribrosphaeroides*) фораминифер, разнообразие которых постепенно увеличивается и уже в фаменских отложениях присутствуют пелагические - *Archaesphaera*, *Bisphaera*, *Parathurammina* и бентические – *Eotuberitina*, *Rauserina*, *Corbiella*, *Tikhinela*, *Tournayella*, *Endothyra*, *Quasiendothyra*, *Calcispaera* фораминиферы.

В районе Сызрани в саргаевских слоях впервые появляются пелагические фораминиферы *Archaesphaera* и *Bisphaera*, в доманиковых слоях к представителям указанных родов присоединяются *Parathurammina*. В саргаевское время также появляются единичные представители бентоса «уральского» типа, разнообразие которого увеличивается в воронежско-евлановско-ливенское время. Бентические уральские фораминиферы *Irregularina*, *Corbiella* и другие мигрировали в район Сызрани лишь в фаменское время.

Фауна фораминифер, характерная для Центрального девонского поля (Быкова, 1955), встречается более разнообразная в районе Сызрани в отложениях от живетского яруса до верхнего франа и менее разнообразная в скважинах Булатовских 227, 230, Северо-Гайдаровской 41, Кутурушской 26 в отложениях от тиманского, мендымского горизонтов до фаменского яруса.

«Бентические и пелагические фораминиферы обладают неодинаковым стратиграфическим значением» (Быкова, 1955).

В исследованных разрезах пелагические фораминиферы *Archaesphaera*, *Bisphaera* и *Parathurammina* имеют большой стратиграфический диапазон и являются транзитными формами, бентические фораминиферы, напротив, могут иметь небольшие диапазоны.

Бентические формы интересны в том плане, что среди них Быковой Е.В. выделяют виды и комплексы видов, характерные для отдельных стратиграфических горизонтов. Среди бентических форм западного склона Урала и восточной части Русской плиты выделяются *Syniella tortuosa* Antr., характерная для мендымских слоёв; *Lagenidae*, характерные для аскынских слоёв (воронежские и нижняя часть евлановско-ливенских слоёв); *Endothyra ex gr. communis* Raus., характерные для фаменского яруса.

Syniella tortuosa Antr. на исследуемой территории встречена в мендымских слоях только в скважине Байтуганская 24, а в скважине Солоцкой 37 *Syniella* sp.n. встречена в верхней части воронежского горизонта. Возможно в этом случае мы имеем дело с миграцией фораминифер рода *Syniella*, направленной с востока на запад.

Фораминиферы *Lagenidae* имеют различный стратиграфический диапазон. Они встречаются по всему разрезу карбонатного девона в скважине Сызранской 152, в скважине Ореховской 1 – только в мендымском и воронежском горизонтах, в Северо-Маркинской 41 – только в мендымском горизонте. В других скважинах фораминиферы *Lagenidae* распространены в отложениях нескольких горизонтов, причём моменты появления видов не совпадают в разрезах разных скважин.

Расцвет фораминифер *Lagenidae* приходится в большинстве скважин (Сызранская 152, Покровская 725, Романовская 130, Гайдаровская 31, Многопольская 5, Карагайская 72) не на воронежский, а на евлановский и ливенский горизонты, а в скв. Ореховской 1 – на мендымский горизонт. В скважине Байтуганская 24 представители *Lagenidae* отсутствуют в разрезе всего девона.

Наблюдается неодинаковое распространение в разрезах фораминифер *Lagenidae*. Обеднённый состав *Lagenidae* в группе Булатовских скважин в диапазоне от мендымских до среднефаменских отложений, определение *Lagenidae* в скважине Северо-Маркинской 41 только в мендымских отложениях, отсутствие представителей семейства в скважине Байтуганской 24, возможно отражают неблагоприятные экологические условия для существования данной ассоциации на севере области. В южной части области, в большинстве изученных скважин, расцвет *Lagenidae* отмечается в евлановско-ливенских отложениях. Таким образом, *Lagenidae* более характерны для евлановско-ливенских отложений южной части Самарской области. Утверждать о *Lagenidae* как характерной форме воронежских и евлановско-ливенских слоёв на всей территории Самарской области мы не можем.

В фаменское время на всей территории Самарской области устанавливается нормальный морской режим. *Endothyra ex gr. communis* Raus. появляется впервые в отложениях фаменского яруса и встречается в разрезах по всей территории Самарской области. Данные о характерности *Endothyra ex gr. communis* Raus. для фаменского яруса подтверждается проведёнными исследованиями.

Таким образом, фактическое размещение форм и комплексов обусловлено наличием на территории в различное время вод Уральского палеоокеана и эпиконтинентального моря Центрального девонского поля, что следует учитывать при анализе микрофауны на территории Самарской области.

При биостратиграфическом расчленении осадочных толщ и корреляции геологических разрезов необходим анализ комплексов фораминифер с последующим палеогеографическим районированием размещения микрофауны в разных стратиграфических диапазонах (ярус, горизонт, слой).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров А.А., Васильева Е.Л. Об использовании материалов скважин, пробуренных на территории Самарской области, в научных целях и в качестве объектов геотуризма. – [Электронный ресурс] - Уникальные геологические объекты России: сохранение и рекреационный потенциал. Материалы первой Международной

конференции 27-29 июня 2013 г. СПб, ВСЕГЕИ. 2013. – URL: <http://www.geomem.ru/conf/abstr.pdf> (дата обращения 12.02.2016).

2. *Быкова Е.В.* Фораминиферы и радиолярии девона Волго-Уральской области и Центрального девонского поля и их значение для стратиграфии. // Труды ВНИГРИ, вып. 87. Быкова Е.В., Поленова Е.Н. Фораминиферы, радиолярии и остракоды девона Волго-Уральской области. - Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 5-190.

3. *Кондулукова В.В.* Фауна фораминифер девонских отложений опорной Ореховской скважины 1. // Труды КуйбышевНИИ НП, вып. 21. Геология, геохимия, геофизика. Куйбышев, 1963. С. 96-121.

4. *Коноваленко С.С.* О роли Уральского палеоокеана в палеогеографии девона Среднего Поволжья и Предуралья. // Известия Самарского научного центра РАН. Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа». 2005. С 8-17.

5. *Новожилова С.И.* Перерывы и размывы в разрезе девона и их значение в изучении истории формирования древних структур Куйбышевской области. // Труды КуйбышевНИИ НП, вып. 24. Геология. Куйбышев, 1964. С. 208-239.

УДК 550.832.44

ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА ДК СМАГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т. С. Курдина, А.Г.Фомичёва

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
andrej-kurdin@yandex.ru*

В отложениях тиманского горизонта в нижней его части под репером «провал» и глинисто-алевролитовой пачкой выделяется продуктивный пласт ДК. Песчаники, слагающие пласт, буровато-серые, тонко- и мелкозернистые, слоистые, средней крепости, трещиноватые, сцементированные, пористые, водо- и нефтенасыщенные. Подстиляется пласт глинистой пачкой, в основании которой лежит тонкий карбонатный прослой регионального репера «кинжал». Перекрывается пласт плотной пачкой терригенных пород, состоящей из серых трещиноватых алевролитов, глинистых, перемежаемых с зеленовато-серой плотной глиной. Выше разрез выполнен хорошо выдержанной по толщине и площади глинистой пачкой.

При подсчёте запасов породы продуктивного пласта ДК относят к поровому типу коллектора.

Однако по данным ГИС выявлены следующие особенности:

- в ряде скважин наблюдается не уменьшение диаметра, что характерно для поровых коллекторов, а незначительное увеличение;
- отсутствует радиальный градиент сопротивления по диаграммам разноглубинных микрозондов (МПЗ, МГЗ);
- по диаграммам методов определения пористости отмечаются более низкие значения коэффициента общей пористости, определённые по НГМ, по сравнению с коэффициентом пористости по АМ;
- при расчёте параметра пористости и сопоставлении полученной зависимости параметра пористости от коэффициента пористости с зависимостью для поровых коллекторов наблюдается смещение её влево.

Перечисленные особенности характерны для сложных трещинно-поровых коллекторов.

В связи с этим целесообразно использование расширенного комплекса ГИС, включающего проведение широкополосного акустического каротажа.

Информация по поперечным волнам и волнам Лэмба, полученным АКШ, позволит с большей точностью определить тип порового пространства и рассчитать коэффициент пористости продуктивного коллектора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник/ Под ред. д. г.-м. н. В. М. Добрынина. – М.: «Недра», 1988 – 476 с.
2. Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Учебное пособие для вузов – М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 327 с.: ил.
3. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. - М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2008. – 551 с.: ил.

НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

М.Д. Малыхин, Д.А. Андреева

*СамГТУ, Самара, Россия,
andreevaforever@yandex.ru*

Известно, целью выполнения сейсморазведочных работ является: получение геологической модели изучаемого объекта,

подготовка геологических обоснований для разведки залежей УВ по условным пластам и оптимизация размещения разведочных и эксплуатационных скважин.

Сейсмические исследования начинаются с проведения полевых сейсмических исследований, которые заключаются в следующем:

1. Опытные работы - с целью изучения сейсмического волнового поля, тестирования групп сейсмоприемников, источников колебаний, выбора параметров регистрации сейсмических сигналов, определения деталей методами сейсмических наблюдений;

2. На основе анализа волнового поля, результатов опытных работ выбирается методика возбуждения сейсмических сигналов, величина расстановки сейсмоприемников, система наблюдений - 2D или 3D в зависимости от особенностей строения геологического разреза.

Как правило, при проведении полевых сейсмических исследований в условиях карбонатного высокоскоростного разреза (Самарское Поволжье), в настоящее время, используется методика 3D, при которой в блоке размещается 14 линий наблюдений с расстоянием между ними 300 – 400м, сигналы регистрируются расстановкой сейсмоприемников равной 4750 м при расположении центров регистрирующих каналов через 25м; для ослабления поверхностных волн-помех используют группы сейсмоприемников из 12 приборов размещенных на базе 25м.

Для возбуждения сигналов широко используется методика Slip-sweet, позволяющая оперативно (в крайние сроки) выполнять полевые работы. Сигналы возбуждаются на линиях возбуждения одиночными вибраторами (Nomad-65) с "шагом" перемещения 12,5м. Следует отметить, что при "шаге" размещения групп сейсмоприемников равном 25м и вибраторов – 12,5м, корректно выбранный бин должен иметь параметры 12,5*6,25 м. В этом случае кратность прослеживания границ равняется 63.

К сожалению, при последующей обработке сейсмических сигналов, для повышения надежности прослеживания границ исследуемого геологического разреза увеличивают кратность суммирования сигналов, доводя её до 252 за счет увеличения бина (25,0*12,5 м). В этом случае, при большом бине, как правило, сложный рельеф субгоризонтальной отражающей границы сглаживается, то есть особенности ее строения нивелируются, а тектонические разломы представляются в виде круто наклоненных границ. Все это может привести к построению объектов не соответствующих действительности. Дополнительным доказательством, свидетельствующим об ухудшении качества прослеживаемости круто наклоненных границ на временных разрезах, является уменьшение кратности суммирования на крутых склонах по сравнению с горизонтальными границами. Очевидно, на горизонтальной границе синфазно суммируются все 252 трассы бина 25*12,5. На наклонной границе в точке, соответствующей центру бина, в суммировании будут

участвовать не все 252 трассы, а меньше. Вследствие этого, энергия суммированных трасс на своде объекта и на его склонах будет различна.

Как известно геофизикам, выполняющим полевые сейсмические наблюдения, при сложном рельефе дневной поверхности линейные группы сейсмоприемников собираются компактно в точках соответствующих центрам регистрирующих каналов. К сожалению, манипуляции подобного образа выполнить, оперируя с отраженными сигналами от сложной поверхности границ подземного рельефа, при обработке сейсмических сигналов, трудно. Помимо влияния сложного рельефа отражающих границ следует обратить внимание на точность определения статических и кинематических поправок. Точность этих поправок, в значительной степени, зависит от точности определения скоростей сейсмических волн.

Неучет влияния подземного рельефа изучаемого разреза и недостаточно точное определение статических и кинематических поправок (влияние скоростей распространения сейсмических волн) ведет к тому, что при суммировании трасс, зарегистрированных в достаточно широком частотном диапазоне, частотный диапазон суммарных трасс существенно сокращается, а это ведет к понижению разрешающей способности сейсмических исследований.

При анализе волновой картины отмечается, что поверхностная волна, практически, не мешает регистрации отраженных волн от глубоких границ раздела, несущих информацию о глубинном строении изучаемого разреза.

Поверхностная волна-помеха накладывается на отражения от верхней опорной границы на ближайших к пункту взрыва расстановках, а на последующих линиях приема сигналов эта волна регистрируется на больших временах, не накладываясь на полезные отражения. В этом случае целесообразно исключить из обработки две расстановки, ближайшие к пункту взрыва, расположенные справа и слева от пункта взрыва, либо применить к ним процедуры обработки, устраняющую поверхностную волну.

В этом случае напрашивается вывод, что для исследования поверхностных волн нет необходимости использовать группу сейсмоприемников, поскольку применяемая группа помимо предполагаемого подавления поверхностных волн существенно ослабляет высокочастотную часть спектра и в этом случае добиться высокого разрешения сейсмической залежи, практически, невозможно.

Покажем на примере какие частоты спектра сигнала ослабляются линейной группой сейсмоприемников состоящей из 12 приборов расположенных на базе 25м.

Предположим, нам необходимо зарегистрировать сигнал, обладающий частотным диапазоном 150Гц, максимум спектра сигнала

составляет $f=75$ Гц, период генерируемого сигнала в этом случае $T=1/f_{\max}=0,0013$ сек. Определим длину волны λ генерируемого сигнала $A=V*T=2000*0,013=26$ м, где скорость распространения сигналов в верхней части разреза равная 2000м/с. При длине волны 26м полезный сейсмический сигнал регистрируется с незначительными искажениями, так как длина волны - 26м и база группы сейсмоприемников - 25 м практически равны. Однако, не смотря на этот результат, частотный диапазон сигнала сокращается за счет высоких частот и разрешающая способность сейсмического сигнала понижается.

На частотный состав суммарного сейсмического сигнала, получаемого при обработке материалов полевых наблюдений, влияет точность определения кинематических и статических поправок, которая зависит от точности распространения сейсмических волн в геологической среде. Как правило, совершенно точные скорости определить, практически, невозможно. Вследствие этого время прохождения каждого из лучей по своим траекториям несет в себе ошибки. Ошибки бывают значительны при исследовании наклонных границ и границ пластов со сложным рельефом. В этом случае суммарный сигнал не содержит высокочастотной составляющей в своем спектре и разрешающая способность полученных материалов низкая.

Возникает вопрос: как избавиться от этого недостатка? К счастью, опыт устранения этих недостатков хорошо известен геофизикам выполняющим полевые исследования. При сложном рельефе дневной поверхности линейные группы сейсмоприемников «собирают» в «точки» сопоставляемые с расположением вводных концов полевого кабеля («косы»).

В связи с этим, рекомендуется выбирать, возможно, минимальную (оптимальную) величину бина и кратность прослеживания, обеспечивающую непрерывное наблюдение границ геологического разреза и при обработке сейсмических материалов обязательно использовать процедуру ДМО, устраняющую отрицательное влияние рельефа отражающих границ на качество суммирующих трасс.

Сейсмофациальный анализ. Для уверенного выделения сейсмических фаций необходимо соблюдение следующих условий:

а) временной интервал между кровлей и подошвой изучаемого горизонта должен быть не менее 20-30 мсек. Для выполнения поставленной задачи, сейсмические источники колебаний (вибраторы) должны генерировать сигналы в частотном диапазоне 0-200 Гц. Это сложная техническая задача. В настоящее время сигналы генерируются в диапазоне 7-120 Гц. В этом случае возможно выявить пласты толщиной от 17м и более;

б) необходима выдержанность толщин изучаемого объекта по простиранию;

в) при изучении маломощных пластов с переменной мощностью и морфологией включается в интервал анализа многослойный разрез с разными

петрофизическими свойствами с формированием сейсмофациальной картины всего интервала, а не целого горизонта.

По нашему мнению, для детального расчленения названных интервалов целесообразно использовать атрибут сейсмических сигналов, таких как атрибут – мгновенные фазы определенные в результате использования процедуры «Гилберт – преобразования». На выходе «Гилберт - преобразования» представляется возможность выделить сейсмофации через 2-4 мсек, что существенно расширит информативность сейсмофациального анализа.

Динамический анализ. После выполнения структурных построений по основным отражающим горизонтам ставится задача определения ФЭС продуктивных пластов, то есть пористости и эффективных толщин пластов. Информацию о петрофизических свойствах разреза несут в себе динамические атрибуты волн, такие как: амплитуды/мгновенные амплитуды, частоты/мгновенные частоты, фазы/мгновенные фазы, скоростные параметры пластов/данные псевдоакустического каротажа.

Для каждого продуктивного пласта проводится выбор временного интервала сейсмического разреза соответствующего толщине исследуемого горизонта. Положение границ временного интервала определяется на основании увязки сейсмических данных и данных бурения.

Необходимыми и обязательными условиями для геостатического прогноза является:

1. Наличие данных петрофизических свойств не менее чем в 8 скважинах;
2. Использование окончательных мигрированных временных разрезов с сохранением относительных амплитуд, обладающих коэффициентом сигнал/помеха (параметр S/N) более 10 для прогноза толщин коллекторов;
3. Корреляция отражающих горизонтов, приуроченная к продуктивным пластам;
4. Наличие кривых ПАК для прогнозирования коэффициентов пористости.

Следует учитывать, что статистическая связь между сопоставляемыми параметрами считается существенной (значимой), когда величина коэффициент их линейной корреляции превышает уровень 0,7. В противном случае, надежность прогнозных оценок не может быть удовлетворительной.

Прежде чем выполнять прогноз толщин пластов, необходимо оценить их толщины по данным бурения. При толщине пласта более $\lambda/4$ (λ -длина волны), необходимо откоррелировать отражения от кровли пласта и его подошвы, определить временной интервал - Δt ,

соответствующий толщине пласта; рассчитать толщину пласта $h_{пл} = \Delta t * V / 2$.

Если рассчитанная толщина $h_{пл} \leq \lambda / 4$, следует определять полную величину амплитуды сейсмического сигнала на каждой трассе разреза. В этом случае информацию о толщине пласта несет полная амплитуда сигнала, которая уменьшается с уменьшением толщины пласта, период интерференционного сигнала в этом случае, постоянен.

При работе с программами динамического анализа нет четких инструкций по заданию параметров волнового поля при прогнозе толщин, пористости и какими атрибутами следует, в первую очередь, пользоваться для получения желаемого результата.

В связи с этим следует строго соблюдать рекомендации, опубликованные в книге «Сейсмическая стратиграфия» Ч. Пейтона. Согласно этой работе необходимо коррелировать сигналы, связанные с кровлей и подошвой исследуемого пласта и, именно эту информацию, использовать для прогноза его толщины.

При толщине пласта больше периода сейсмического сигнала, отражаемого от кровли/подошвы пласта, коррелируются сигналы от кровли (T_1) и подошвы (T_2) пласта, определяется толщина пласта во временной области $\Delta T_{пл} = T_2 - T_1$ и в метрической $\Delta h_{пл} = \Delta T * V$, где V -скорость распространения сейсмической волны в пласте.

При толщине пласта $\Delta h_{пл} = \frac{T}{2} \cdot \frac{\lambda}{4}$ коррелируются ближайшие друг к другу положительные и отрицательные экстремумы суммарного сигнала, отраженного от пласта. В этом случае толщина пласта определяется программными средствами и, основным носителем информации о его толщине является полная амплитуда суммарного сигнала.

Другой вариант – использование атрибута – «мгновенная фаза». В этом случае выполняется корреляция мгновенных фаз соответствующих кровле и подошве исследуемого пласта. Определяется разница времен между фазами, которая затем пересчитывается в толщину пласта с использованием скоростей.

Прогноз пористости тонких коллекторов по материалам ПАК сомнительное мероприятие, поскольку определение скорости в тонком пласте по материалам сейсморазведки трудно выполнимо, то есть, практически, невозможно. Очевидно, для получения необходимой (достаточно точной информации) данные ПАК следовало бы дополнить материалами скважинных исследований пластовых скоростей (акустический каротаж). К сожалению, соединение данных ПАК и АК реализовано только в программном комплексе ВРС-Гео. В этом комплексе представляется возможным выделение песчаных пластов-коллекторов толщиной 4м и карбонатов толщиной 6м. Помимо определения толщин пластов обеспечивается возможность определения их пористости, типа насыщенного флюида.

УДК 551.7:56

**О КОРРЕКТНОСТИ ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ
КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ,
ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

А.О. Вязовкина, М.Д.Малыхин

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

vz-anastasia@mail.ru

Введение: Разрешающая способность исследований при выполнении сейсмических работ в среднечастотном диапазоне $0\div 120$ Гц недостаточна для выявления и прослеживания продуктивных пластов мощностью $2\div 10$ м, определения их пористости и типа флюида.

При частоте $0\div 120$ Гц и скорости волны в терригенном разрезе 4000 м/с возможно выявлять пласты $h=17$ и более метров.

Для устранения указанных недостатков при выполнении полевых исследований предлагается:

1) использование одиночных источников колебаний и сейсмоприемников вместо групп для сохранения высокочастотной составляющей спектра;

2) увеличение конусности свип-сигнала для ослабления поверхностной волны;

3) выбор оптимальной величины бина, обеспечивающей сохранение широкого частотного диапазона суммируемых сигналов и уверенную прослеживаемость отражающих горизонтов на всей исследуемой площади [2];

4) генерация и регистрация сейсмических сигналов в широком диапазоне частот ($0\div 250$ Гц).

Поставленные задачи повышения разрешающей способности сейсморазведки могут быть успешно решены на завершающем этапе исследований при внедрении технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео [3,4].

Основная часть: Методика полевых наблюдений и программные средства обработки не обеспечивают возможность опознания маломощных пластов-коллекторов ввиду недостаточного вертикального разрешения сигналов. Рассмотрена возможность повышения детального изучения внутреннего строения продуктивных пластов и сравнительно маломощных пачек слоев посредством анализа

амплитуд сейсмических сигналов или широкого использования технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео.

Разрешающая способность (разрешение) сейсморазведки оценивается как минимальное расстояние между двумя неоднородностями среды, при котором они могут быть определены как две, а не одна.

Вертикальное разрешение позволяет оценивать минимальные мощности выделяемых сейсморазведкой тонких слоев, что является принципиально важным для нефтегазовой геологии.

Проблема вертикального разрешения заключается в возможности оценки временной задержки между двумя импульсами, отраженными от кровли и подошвы пласта, когда из-за малой толщины этого слоя импульсы интерферируют, образуя общий (суммарный) импульс сложной формы. Вертикальное разрешение оценивается по отношению к видимой длине волны.

Оценивать изменения формы интерференционного импульса в зависимости от мощности слоя удобно на примере модели выклинивающегося песчаного слоя, заключенного в однородную глинистую среду (рис.1). При достаточной толщине слоя (справа) отражения от его кровли и подошвы разрешены; с уменьшением толщины импульсы от кровли и подошвы интерферируют, при этом максимальная амплитуда суммарного отражения наблюдается при толщине слоя $\lambda/4$ [1].

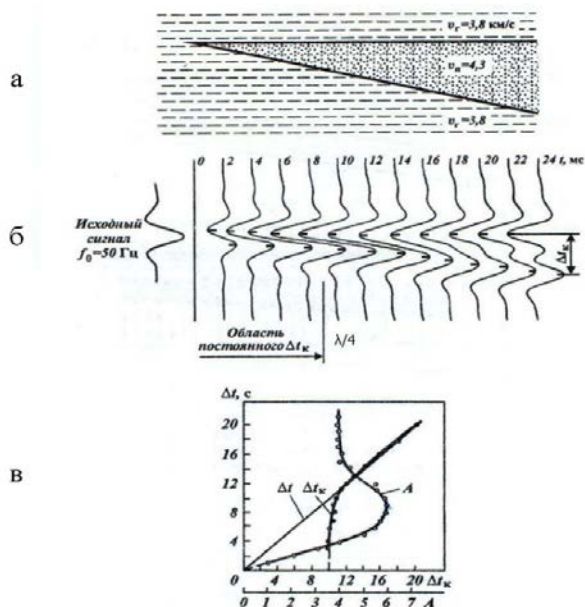


Рис.1. а - модель выклинивающегося пласта песчаника, б – волновое поле, характерное для выклинивающегося пласта, в – амплитудная и временная характеристики клина; временная мощность: Δt – истинная, Δt_k – измеренная

В реальных условиях разрешающая способность сейсморазведки зависит от параметров скорости, точности определения статистических поправок, частотного диапазона генерируемых и регистрируемых размеров бина, анизотропии скоростей, уровня сейсмического шума, поглощающих свойств изучаемой геологической среды.

Для увеличения вертикального разрешения необходимо уменьшать шумы, увеличивать точность определения скоростей и максимизировать ширину частотного спектра отраженных сигналов, для чего необходимо выполнять исследования, исключив группирование источников колебаний и сейсмоприемников, сократив размеры бина при обработке сейсмических материалов.

Оценим, каким образом воздействует методика полевых наблюдений и программные средства обработки на возможность регистрации сейсмических сигналов в широком спектре частот:

1. При выполнении полевых сейсмических работ с использованием вибраторов, как правило, генерируются сигналы в диапазоне частот $1 \div 120$ Гц. В этом случае сейсмический сигнал обладает периодом $T=17$ мс и длиной волны $\lambda = T \cdot V = 0,017 \cdot 5000 \text{ м/с} = 85 \text{ м}$. При такой длине волны возможно уверенное прослеживание слоев толщиной $h = \lambda/4 = 21 \text{ м}$ и более. При сигнале в диапазоне $1 \div 140$ Гц (используется редко) длина волны $\lambda = 0,014 \cdot 5000 = 71 \text{ м}$. В этом случае возможно прослеживание слоев толщиной $h = \lambda/4 = 71/4 = 19 \text{ м}$ и более.

При использовании вибраторов «Nomad-65», способных генерировать сигнал в диапазоне $1 \div 250$ Гц, предоставляется возможность прослеживать пласты толщиной $h = \lambda/4 = Tc \cdot V_{cp}/4 = 0,008 \cdot 5000/4 = 10 \text{ м}$ и более.

Однако при толщинах продуктивных пластов геологического разреза Самарской области, изменяющихся в пределах от 2,2 м до 8,8 м, проследить отдельно отражения от кровли и подошвы пластов при существующем техническом обеспечении сейсмических исследований невозможно.

2. Группирование сейсмоприемников с параметрами группы: база группы - 25 м, количество сейсмоприемников в группе – 12 с шагом между сейсмоприемниками 2,27 м, ограничивает возможности регистрации высокочастотной составляющей сейсмических сигналов. Для сохранения высокочастотной составляющей спектра рекомендуется использовать одиночные сейсмоприемники [2].

3. Отмечено, чтобы избавиться от поверхностных волн, целесообразно запускать свип-сигнал, генерируемый вибратором, используя вначале частоты $7 \div 10$ Гц и увеличивать его конусность, что существенно ослабит возбуждаемые поверхностные волны.

4. Программные средства, используемые при прогнозе толщин пластов – LANDMARK, ИНПРЕС-5 обеспечивают уверенный прогноз слоев, обладающих толщиной h больше $\lambda/4$.

Согласно [1], толщины пластов можно определить и при h меньше $\lambda/4$, меньше $\lambda/4$, для чего необходимо использовать (измерять) амплитуды сигналов. В этой связи толщины пластов считаются прогнозными и не представляют значительной ценности.

5. При вводе кинематических поправок сейсмические сигналы на дальних каналах расстановки «растягиваются», т.е. период их увеличивается и разрешающая способность понижается. Эти каналы устраняются программными средствами, но в этом случае, уменьшается кратность прослеживания границ разреза (недостаток) и, таким образом, понижается уверенное прослеживание отражающих горизонтов.

6. При недостаточно точном определении статических поправок, спектр суммарных сигналов сокращается. Необходимо максимально точное определение статических поправок.

7. При обработке сейсмических материалов модификации 3D для исключения искажений формы поверхности отражающих горизонтов и выявления дизъюнктивных нарушений необходимо тестировать величину бина, выбирая минимально возможный бин, сохраняя при этом прослеживаемость отражений от границ слоев.

8. Поглощение сейсмических волн играет существенную роль в устранении высоких частот из спектра сейсмических сигналов и, соответственно, приводит к уменьшению разрешающей способности сейсмического метода. Согласно данным, опубликованным в «Справочнике геофизика», IV том, 1966 г., геологическая среда пропускает сигналы в диапазоне $5 \div 80$ Гц.

При анализе эффективности прогноза пористости коллекторов возникают те же проблемы, что и при прогнозе толщин коллекторов, то есть заслуживают внимания результаты, полученные для пластов мощностью более $\lambda/4$. Результаты прогноза пористости пластов с толщиной менее $\lambda/4$ можно считать ошибочными.

Возникает вопрос: как повысить детальность изучения внутреннего строения продуктивных пластов и выполнить количественную оценку состава и свойств пористых пород для обнаружения на этой основе ловушек нефти и газа разнообразного генезиса и размеров.

Эта задача решена коллективом авторов High-resolution seismic technology в Москве в составе: В.Л. Трофимов, В.А. Милашин, Ф.Ф. Хазиев и др [3, 4]. Ими разработана и широко применяется технология высокоразрешающей сеймики ВРС-Гео. На её основе решается довольно сложная и многогранная проблема извлечения из сейсмических данных информации о детальном строении реальной геологической среды, прежде всего о литологическом составе, коллекторских свойствах и

нефтегазоносности пород-коллекторов. К настоящему времени с применением этой технологии получен положительный опыт решения задач нефтяной геологии в различных сейсмогеологических условиях России (Предкарпатский прогиб, Западная Сибирь, Татарстан, пограничный кайнозойский бассейн Сахалина) и зарубежья (Саудовская Аравия, Болгария, Куба, Мьянма).

Для работы технологии ВРС-Гео необходимы следующие исходные данные:

1. Акустические данные по разрезам глубоких скважин, расположенных на исследуемой площади (рис.2).

2. Материалы сейсмической съемки в модификациях 2D, 3D в виде мигрированных разрезов (рис. 3а).

Акустические данные пересчитываются в график скоростей через 2 мс. Случайные выборки импедансов из гистограмм, построенных по скважинным данным, многократно интерполируются посредством кригинга в каждую из этих точек с использованием вариограмм в пределах отдельных стратиграфических пространств. Таким образом, в каждой из этих точек создается множество локальных реализаций импедансов, по которым рассчитываются импульсные трассы. Импульсные трассы свертываются с сейсмическим импульсом, и из множества синтетических трасс выбирается трасса, наилучшим образом совпадающая с реальной сейсмической трассой.

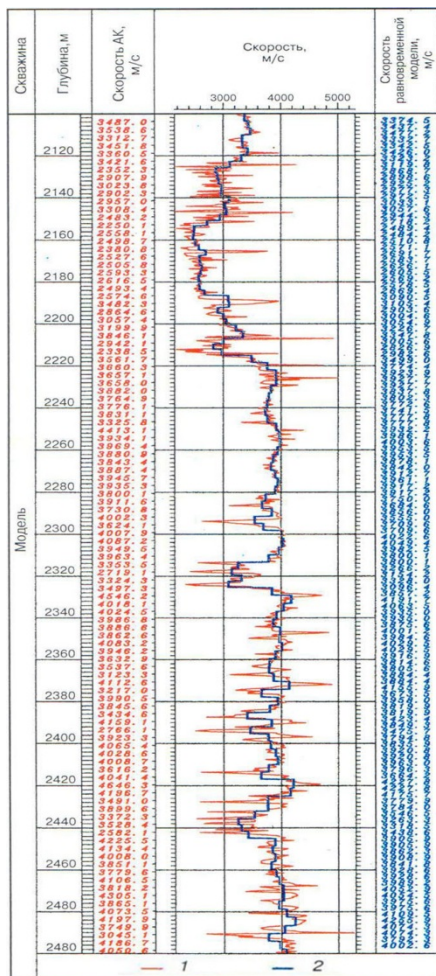


Рис. 2. Элемент акустических данных, использованный для формирования двумерной акустической модели разреза: 1 – реальная кривая

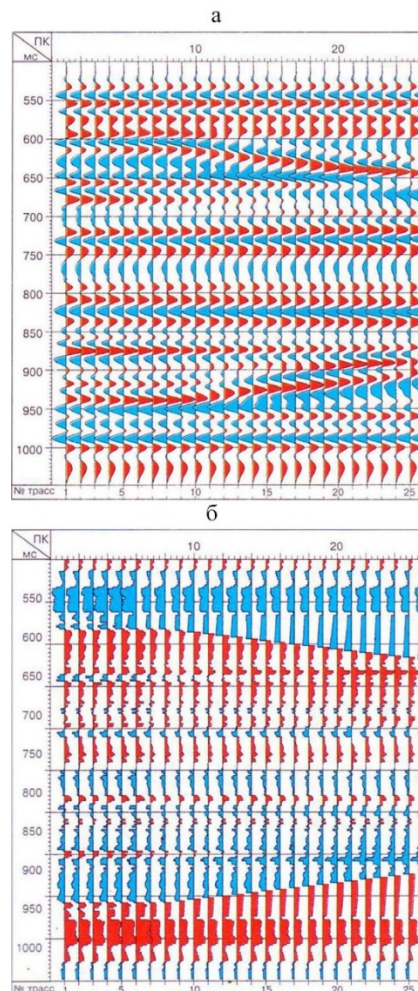


Рис. 3. Результат обработки сейсмических материалов по технологии ВРС-Гео: а – модель синтетического волнового поля для тестирования процедуры восстановления акустической модели разреза, б – результат решения обратной динамической задачи сейсмики. Искомая акустическая модель разреза, восстановленная из синтетического волнового поля

Разработанные таким образом способы обращения сейсмических записей позволяют повысить разрешающую способность сигналов в среднем на порядок, практическая вертикальная разрешенность изучаемого разреза для терригенных слоев составляет 3 – 4,5 м, для карбонатных – 5,5-6,5 м

Такая процедура решения обратной динамической задачи сейсмологии позволяет надежно восстановить модель разрезов эффективных коэффициентов отражения и акустических жесткостей (импедансов) с точностью шага дискретизации сейсмической записи по времени (2 мс).

Затем по уравнению среднего времени строятся прогнозные литолого-стратиграфические колонки с распределениями типа флюида для заданных вертикальных сечений в продуктивной части разреза. (рис.4)

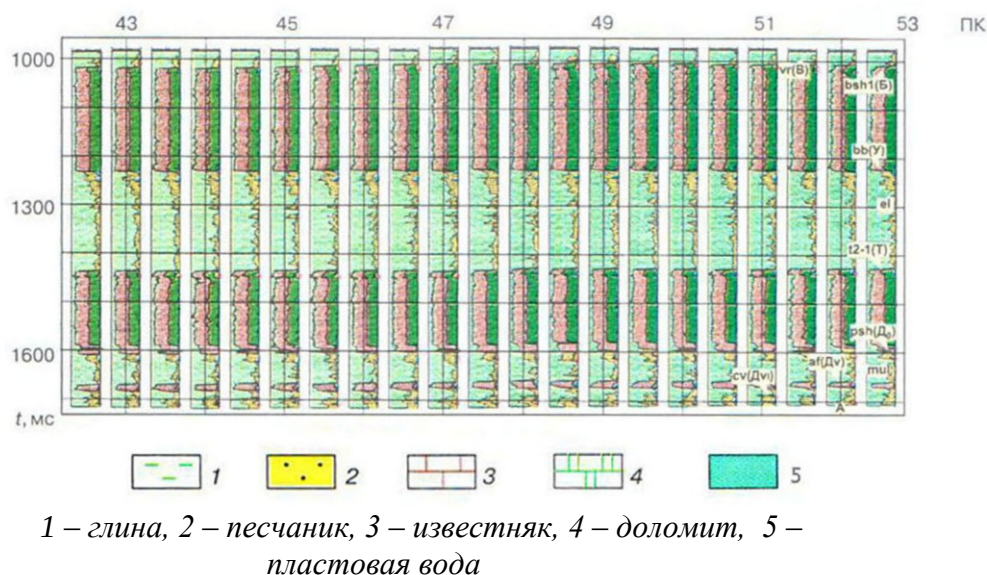


Рис. 4. Результаты прогноза для интервала отложений средний карбон – кристаллический фундамент прогнозных литолого-стратиграфических колонок в увеличенном масштабе для заданных вертикальных сечений

Значительный интерес для геофизиков Самарской области представляют результаты сопоставления контуров нефтенасыщенности, полученные по данным технологии ВРС-Гео с традиционной сейсморазведкой по отложениям пашийского горизонта верхнего девона на одном из месторождений Татарстана. Это объясняется тем, что геологический разрез Самарской области имеет много общего с геологическим разрезом Татарстана. Результаты ВРС-Гео обладают большей информативностью об изучаемой площади (рис.5).

Заключение: Технология ВРС-Гео существенно дополняет традиционную сейсмическую информацию весьма важными для нефтяной геологии геологическими показателями.

Технология высокоразрешающей сейсмики (комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС) позволяет:

- детально изучить внутреннюю структуру нефтеперспективных отложений, т.к. результаты исследований обладают большой разрешенностью и детальностью;
- на 2D-разрезах и 3D-кубах сейсмической записи изучить тонкослоистую структуру реальной геологической среды;
- обеспечить сохранение исходной (восстанавливаемой) динамики сейсмической записи;
- интерпретировать не временные (волновые) разрезы (time-section), а детальные разрезы параметров геологической среды;
- коррелировать отражающие границы нефтегазовых залежей по всей площади и прослеживать тектонические нарушения;
- предварительно оценить ресурсы углеводородов в нефтеперспективных отложениях.

Основная цель рассмотренной технологии – это повышение детальности изучения строения пластов-коллекторов и нефтегазовых залежей.

Рассмотренная методика имеет следующие преимущества:

- повышение достоверности обнаружения нефтеперспективных объектов;
- сокращение объемов непродуктивного бурения и, соответственно, материальных затрат;
- и в итоге повышение эффективности геологоразведочных работ.

Таким образом, с целью решения тонких и сложных задач нефтяной геологии, направленных на изучение отложений нефтегазоносного комплекса нижнего и среднего карбона, среднего и верхнего девона на территории Самарской области рекомендуется предусмотреть широкое проведение исследований с использованием разработанной технологии ВРС-Гео.

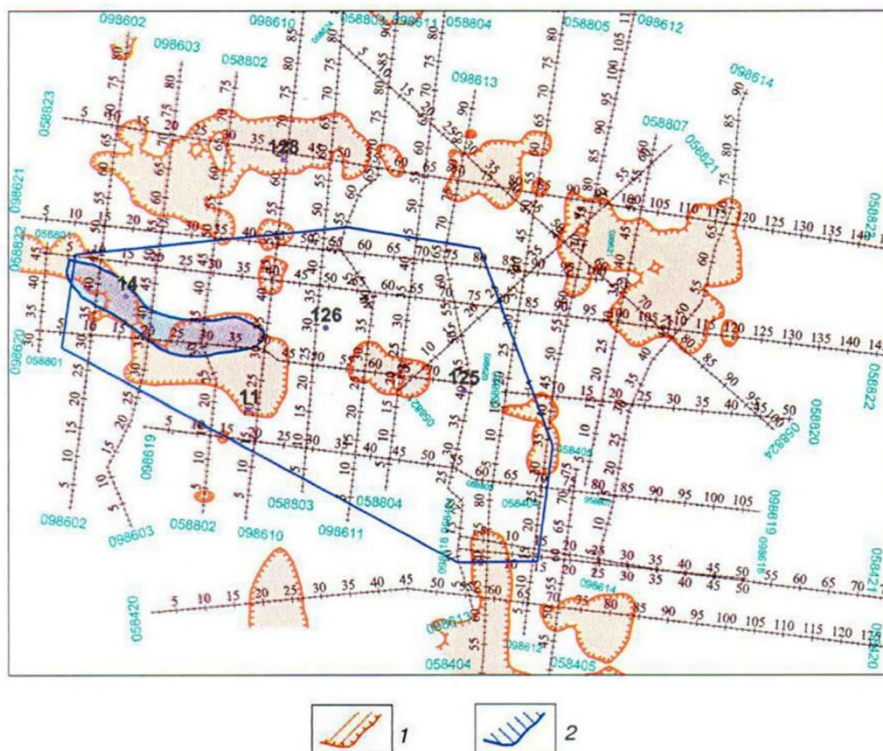


Рис.5. Пример сравнения контуров нефтенасыщенности, полученных по данным технологии ВРС-Гео и других геофизических организаций для отложений пашийского горизонта D3psh (D0, D1): контуры значимого нефтенасыщения отложений: 1 - по технологии ВРС-Гео, 2 - по данным других геофизических организаций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воскресенский Ю.Н. Полевая геофизика». М:Недра, стр. 274 - 276
2. Корягин В.В. Геосейсмические модели и волновые поля. Изд-во Самарского НИЦ РАН. 2000. – 312 с.
3. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Количественный прогноз вещественного состава и нефтегазоносности пористых фаций методами высокоразрешающей сейсмики. Геофизика: Технологии сейсморазведки: Спецвыпуск. – 2002. – С. 130–102.
4. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Модельные исследования результатов решения обратной динамической задачи сейсмики. Геофизика: Технологии сейсморазведки – II. – 2003. – С. 27–37.
5. Телфорд В.М., Шерифф Л.П. и др. Прикладная геофизика. М:Недра, 1980.

ЭПОХИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ФАНЕРОЗОЙСКОЙ ИСТОРИИ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

М.П.Бортников, В.В.Гусев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
vlqusev53@mail.ru*

Органическое вещество в рассеянном состоянии широко распространено в фанерозойском разрезе Среднего Поволжья. Однако здесь выделяется несколько толщ значительной его концентрации. Это позволяет говорить о наличии чётко выделяющихся эпох накопления органики: верхнедевонской, нижнекаменноугольной, верхнеюрской, плиоценовой, современной.

Изучение этих эпох и отложений образованных в течении их, в последнее время, стало интересовать геологическую общественность, в связи с проблемами поисков, разведки и разработки нетрадиционных углеводородов. Кроме того, появившиеся в последнее время технологии горизонтального бурения, подземного выщелачивания и гидроразрыва пластов открывают широкие возможности добычи из толщ, даже незначительной мощности, которые имеются, в том числе, и на территории Самарской области.

В печати последнего времени появлялись материалы по изучению тех или иных эпох. Мы попытались собрать большинство опубликованных данных. Ниже приводится описание отложений, характеристика осадконакопления, оцениваются перспективы с целью добычи нетрадиционных углеводородов [1].

Верхнедевонская эпоха

Последняя сводка о верхнедевонских органических образованиях, к которым относятся доманиковые отложения составлена Манасяном А.Э. и Фроловым Н.А. [1].

Доманиковые отложения являются в Поволжье нефтематеринскими породами. Под термином «доманик» понимается толща переслаивания битуминозно-карбонатных пород с прослоями горючих сланцев, отличающаяся специфическим комплексом органических остатков. В настоящее время понятием «доманик» обозначают не только отложения доманикового горизонта среднего франа, но и разновозрастные породы «доманикового» облика.

Основные параметры доманиковых отложений: $C_{орг}$ - 3-24%; тип керогена - 2, 2S; градиент давления 11,4-12,4 кПа/м; состав пород: карбонаты - 38-54%, глина - 5-9%, кремнистые - 17-49%; пористость - 1-10; глубина 2000-3200 м; мощность 40-150 м; плотность нефти - 43⁰API. Согласно этим данным и анализу аналогичных разрабатываемых месторождений, доманиковые

отложения Самарской области удовлетворяют всем критериям целесообразности разработки нетрадиционных ресурсов сланцевой

Нижнекаменноугольная эпоха

По данным специалистов ВНИГРИ Уголь М.И. Логвинова (2008) северная часть Самарской области расположена в пределах Камской площади, а центральная и южная в пределах Ульяновско-Саратовской площади перспективной на уголь.

С точки зрения угленосности интерес представляет терригенная толща верхней части турнейского яруса, бобриковского и нижней части тульского горизонтов. В центре Камско-Кинельской впадины мощность толщи превышает 430 м, сокращаясь к бортам до 20-50 м. Максимальная мощность в Самарской области по нефтеразведанным площадям: Горькоовражной, Малиновской, Радаевской, Мухановской - до 450 м, на других площадях 10-50 м. Углистое вещество встречается на Самарской Луке.

Образование угленосных осадков происходило в сложной и фациально разнообразной обстановке. Большая часть Самарской области представляла собой низинную равнину, на которой в многочисленных болотах и озерах, а также в дельтах рек накапливался растительный материал.

Угольное вещество прослеживается в виде тонкораздробленного материала, обугленных растительных остатков разных размеров и в виде пластов углей и углистых сланцев мощностью 0,01-6,75 м и даже 10 м. Угольные пласты пористого строения мощностью не более 2 м пользуются наибольшим распространением. В разрезе присутствуют обычно один-два, реже три-четыре пласта угля или углистого сланца (в зоне Камско-Кинельской впадины иногда до 7-12). Глубина залегания верхнего пласта угля 1100-1650 м.

Характер угольных пластов и залежей обусловлен частой сменяемостью условий осадкообразования, зависящих от колебательных движений земной коры, рельефа местности и климата.

Угли в основном относятся к типу переходных от бурых к каменным; по большинству свойств они ближе к каменным. Каменные угли гумусовые, реже сапропелитово-гумусовые. По выходу летучих веществ они близки к марке длиннопламенных [2, 3].

Угольные пласты Самарской области могут быть перспективны для добычи природных газов. Метаноугольная отрасль в настоящее время развивается в нашей стране только на Кузбасе. ООО «Газпром добыча Кузнецк» успешно эксплуатирует Талдинское месторождение методом гидроразрыва пластов.

Верхнеюрская эпоха

В Самарской области горючие сланцы залегают среди отложений отложений волжского региона относящегося к титонскому ярусу верхней юры.

Сланцы долгое время разрабатывались подземным способом на Кашпирском и Дергуновском месторождениях и использовались в качестве энергетического топлива (в основном для работы Сызранской ТЭЦ). Побочными продуктами переработки сланцев были фенолы, дубитель, толуол, нафталин, мазут т.д. На базе сланцевых отходов и перегоревшей в терриконах сланцевой массы действовал Кашпирский завод теплоизоляционных изделий, выпускающий минеральную вату и изделия из нее - маты, полужесткие и жесткие плиты, аглопоритовый щебень который использовался в качестве наполнителя бетона.

В настоящее время кашпирские сланцы разведываются с попутной добычей подземным способом ЗАО «Медхим» (г. Сызрань). Из сланцев получают медицинский ихтиол, пластификатор, сульфихтиол, натрийихтиол.

Сланцы в Самарской области распространены на значительных площадях (порядка 27000 км²). Залегают они на глубинах 100-300 м. Перекрываются меловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями. Мощность сланцевых толщ не велика, и может достигать 20 м. Сланцевая толща представлена горизонтами горючего сланца мощностью от 0,1 до 7 м с прослоями и слоями темно-коричневых, чёрных, серовато-коричневых глин. Содержание керогена в сланцах 17,36-34,73%. Наиболее хорошо сланцевая толща разведана в пределах месторождений в Сызранском и Большеглушицком районах. Наименее разведанными являются Безенчукский, Приволжский, Ставропольский, Нефтегорский, Алексеевский и некоторые другие районы.

Таким образом, по предварительным оценкам, самарские горючие сланцы могут относиться, по содержанию керогена, к III типу месторождений. Площадь распространения сланцев значительная. Глубины залегания сланцев невелики (до 300 м). Залегание сланцев среди глин, говорит о хорошей изолированности пластов и скорее всего о повышенном давлении газов. Недостатком их может являться малая мощность и нахождение в пределах основных водоносных горизонтов [4].

Плиоценовая эпоха

Отложению неогеновых осадков предшествовал длительный этап континентального режима, в течение которого была выработана сеть глубоко врезаемых древних долин. В миоцене произошло переуглубление и разработка ранее заложенных долин, в силу чего, осадки древнее миоценовых в пределах эрозионных долин не обнаружены. С конца миоцена началось заполнение долин и нивелировка ранее выработанного рельефа миоцен-плиоценовыми образованиями различного фациального состава. В условиях сложной тектонической обстановки накопление осадков шло пульсационно,

переменяясь с размывами. В общем, долины заполнялись континентальными, пресноводными, сероцветными, аллювиальными и озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными образованиями.

В составе неогеновых отложений выделяется шешминская свита верхнего миоцена, челнинская свита нижнего плиоцена и сокольская свита верхнего плиоцена.

Сокольская свита заполняет палеодолины всех рек. Свита залегает со стратиграфическим несогласием на челнинских осадках или на палеозойских и мезозойских образованиях. Подошва свиты в центральной части Самарской области, залегает на абсолютных отметках от минус 33 м до плюс 32 м. Наиболее глубокое залегание наблюдается в палеодолине Волги. Кровля сокольских образований залегает на абсолютных отметках от плюс 2 до плюс 72 м. Она полностью перекрыта четвертичными образованиями. Минимальная вскрытая мощность свиты 8 м, максимальная вскрытая мощность 67 м.

Свита литолого-фациально изменчива. Сложена пресноводными, сероцветными аллювиальными, алевритами, озёрно-аллювиальными и озёрно-болотными образованиями: глинами, песками, суглинками, алевритами, алевролитами. Среди отложений свиты встречаются слои сапропелитового угля чёрного, плотного, слоистого. Эти отложения были описаны на абсолютной отметке 16,4 м (на глубине 31 м). Мощность их достигает 2 м. Угли подобны таким же на Чиршилинсом и Юкси-Такерменсом месторождениях Татарстана. Угли бурые марки Б.

Подобные отложения можно встретить и в других участках палеодолины. Месторождения угля могут разрабатываться методами подземной газификации.

Современная эпоха

Самарская область располагает запасами торфа, сапропеля и ОМО (органоминеральных отложений). Приурочены они к участкам современных озёрно-болотных отложений, которых много в долинах рек. Учтено 120 месторождений. Некоторые из них ранее разрабатывались в 30-40-е годы XX века как топливно-энергетическое сырьё.

К сожалению, сегодня эти месторождения остаются невостребованными несмотря на то, что эти полезные ископаемые являются активными и недорогими природными органическими удобрениями, внесение которых в почвы ведет к повышению урожайности, особенно в районах, где они истощены гумусом. Кроме того, при переработке торфа возможно получение многих ценных биохимических препаратов, и в первую очередь кормовых дрожжей, различных ростовых веществ, биостимулятора ризоторфина и других веществ [5].

Естественно, недостаточность данных по перечисленным отложениям в Самарской области вносит большую неопределенность в оценку их перспектив. Поэтому для более качественной оценки необходимо провести еще целый комплекс исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гилаев Г.Г.* Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Гилаев Г.Г., Исмагилов А.Ф., Манасян А.Э., Хамитов И.Г., Папухин С.П. - Самара: изд-во "Нефть. Газ. Навации", 2014. - 368 с.
2. *Марковский Н.И.* Угленосность нижнего карбона Среднего Поволжья и Заволжья. В кн.: Второе угольное геол. совещ. при Лабор. геологии угля АН СССР. Тезисы докл. М.-Л., 1955, стр. 141-143
3. *Шубаков Г.Н.* Угленосность нижнего карбона Куйбышевской области. - В кн.: Стратигр., литол. и угленосность карбона Татарии и соседи, обл. КГУ, 1968, с.30-50.
4. *Гусев В.В., Бортников М.П., Коновалова А.А.* О перспективах нефтегазоносности юрских и меловых отложений Самарской области. Ашировские чтения. Труды IX Международной научно-практической конференции. Том 1. Самара 2014. С.205-208.
5. *Бортников М.П.* Геология Самарской области. Учебное пособие. Самар. гос. техн. ун-т. Самара, 2010. 112 с.

ТРУДНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

Н.М. Прилипко, В.В. Гусев

*СамГТУ, Самара, Россия,
n.prilipko@yandex.ru*

В настоящее время актуальной является задача поиска, разведки и разработки месторождений терригенного девона Бузулукской впадины.

Геологическое строение разреза этого комплекса значительно сложнее, чем на других территориях провинции:

- большие глубины залегания (от 4500 до 5500 м), поэтому породы, слагающие комплекс, сильнее подвержены вторичным процессам: уплотнены, перекристаллизованы, окварцованы;
- вопреки названию значительную часть комплекса составляют карбонатные коллекторы (пласты серии ДV);
- промышленно нефтеносными являются коллекторы с крайне низкими коэффициентами пористости от 3,5%;
- песчаные пласты (Д_{II}, Д_{III} и Д_{IV}) характеризуются преимущественно

уплотненными разностями, сильно окварцованы, метаморфизованы;

- несколько отличаются от общепринятых значения $\Delta T_{\text{ск}}$ и $\delta_{\text{ск}}$ в карбонатах афонинского надгоризонта.

Сложное геологическое строение разреза сильно осложняет технологию проводки скважин. Из-за аномально высокого горного давления увеличивается диаметр скважин против карбонатных и песчаных коллекторов (стенки скважины «выстреливают»). Все это влияет на проведение промыслово-геофизических исследований, затрудняет интерпретацию геофизических материалов.

Название терригенный девон является весьма условным (рис.1).

В тиманском горизонте встречаются от одного до четырех карбонатных реперов. Первый репер – «Кинжал», именно по подошве кинжала разделяются тиманский и пашийский горизонты. В пашийском горизонте карбонатов нет. В муллинском горизонте выделяется репер – «Черный известняк», иногда замещенный алевролитами. По его подошве определялся раздел муллинский-ардатовский. В ардатовском горизонте выделяется региональный репер – известняк «Остракодовый» или «Средний». В воробьевском горизонте выделяется репер – «Фонарик» - одно-дву-трехрогий известняк. Пласт ДІV-II может быть карбонатным. Большие толщины составляют карбонаты афонинского надгоризонта. В кровле терригенного девона проходили процессы размыва (в ряде участков нет отложений тиманского, пашийского горизонтов). Отложения афонинского надгоризонта представляют наибольшую трудность при обработке и интерпретации. Однако с использованием дополнительных методов (АКШ, ГГКП, литоплотностной каротаж, ННК, ННКнт, испытатель пластов на трубах и сверлящий грунтонос) заключения по обязательному комплексу становятся более достоверны. Одна из трудных задач в интерпретации материалов ГИС — определение коллекторских свойств продуктивных пластов: Кп, Кпр, Кгл. По имеющимся материалам определено, что лучшие коллекторские свойства у пластов ДІІ, ДІІІ и ДІV Зайкинского месторождения. Поэтому геолого-геофизические характеристики этих пластов были приняты за основу. В то же время следует отметить недостаточный объем промысловых исследований по продуктивности, гидропроводности, подвижности, проницаемости пластов.

Высокие притоки нефти в продуктивных пластах ДІІІ, ДІV, ДV на Зайкинского месторождении связаны не только (и не столько) с емкостными свойствами ($K_p \gg K_{пКР}$), а и с высокими коэффициентами песчанистости – долей коллекторов $\sim 0,8$ и с высокими показаниями параметра насыщения R_n , связанного с проницаемостью. Связь параметра насыщения с коэффициентом проницаемости обоснована. В скважинах Куцебовской площади (рис.1) при хороших емкостных свойствах ($K_p > K_{пКР}$) притоки нефти значительно ниже, чем на

Зайкинской площади. Это связано с низким коэффициентом песчанистости и снижением параметра насыщения. Изучение залежей (пластов) должно основаться на анализе карт: эффективных нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости, коэффициентов песчанистости, а также параметра насыщения, с которым связана проницаемость.

При этом, в условиях Бузулукской впадины ключевую позицию занимает детальная корреляция при выделении реперов, реперных границ, стратиграфических единиц, идентификации пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади.

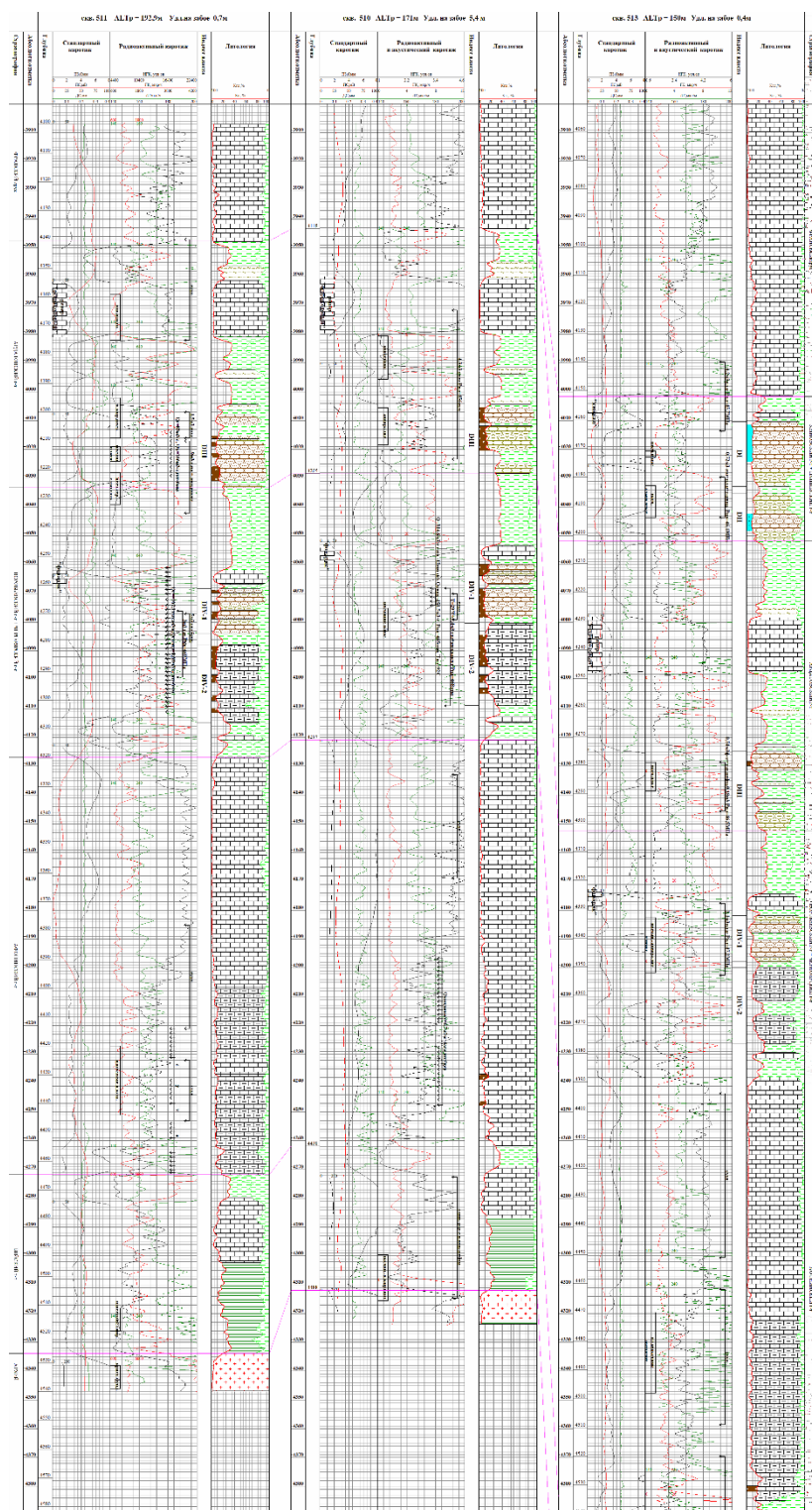


Рис.1 Схема корреляции отложений терригенного девона на Куцёвской площади по линии скв. 511-510-513.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика» 2005.
2. *Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра, 2007.
3. *Прилипко Н.М., Сафин И.Г., Сомкова Т.А.* Некоторые особенности интерпретации комплекса ГИС в сложных геолого-геофизических условиях Бузулукской впадины. Недра Поволжья и Прикаспия: выпуск 5, август 1993.-с. 53 -56.

ФОРМИРОВАНИЕ КОНДУРЧИНСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ СТРУКТУРЫ

Д.В.Курбатов

СамГТУ, г. Самара, Россия
stremlenie_k@mail.ru

Кольцевые структуры или структуры центрального типа (СЦТ) являются фундаментальной особенностью строения Земли. С кольцевыми структурами связывают распространение различных полезных ископаемых, в частности нефть и газ. По результатам обработки высококачественных космических снимков (Милосердова Л.В., 2012г.) была выявлена закономерная приуроченность месторождений – гигантов (Тенгиз, Ромашкинское, Чиконтепег, Боливар и др.) к кольцевым структурам. При многочисленных описаниях СЦТ различной генетической принадлежности: от метеоритной (Попигайская кольцевая структура) до магматогенной и тектоногенной (Нурин-Хагская кольцевая структура), не менее половины из всех известных остаются «неопознанными» геологическим объектами. В настоящее время в пределах СЦТ закономерности образования и размещения полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, остаются практически невыясненными, так как геодинамические условия и механизм их образования трактуются неоднозначно. Понимая всю важность решения данной проблемы, В.Е. Хаин одну из глав своей книги «Основные проблемы современной геологии» (2003г.) назвал «Загадки кольцевых структур».

Систематическое изучение кольцевых структур связано в основном с появлением материалов космической фотосъемки поверхности Земли и разработкой методов их геологического дешифрирования с целью поисков месторождений полезных ископаемых. В 70-80-х гг. XX века было опубликовано множество работ о связи кольцевых структур с нефтегазоносностью, в частности по Волго-Уральской нефтеносной области

написаны статьи В.П. Степановой (1982г.), Г.А. Габриэлянцем (1984г.). Со временем интерес к нефтегазоносным кольцевым структурам угас, поскольку геологический материал и данные бурения в ряде случаев входили в противоречие с информацией, полученной по космическим снимкам.

В последнее время в связи с установлением вертикальной петрофизической расслоенности земной коры и мантии, выражающейся в чередовании зон уплотнения и разуплотнения, возникли новые предпосылки для изучения нефтегазоносных СЦТ. Зоны разуплотнения насыщены флюидами, вертикальная и горизонтальная миграция которых активизируется при современных тектонических движениях. Такие флюидные скопления были названы известными учеными по-разному: флюидоизированными очагами (Б.М. Валяев, А.Н. Дмитриевский, И.А. Володин, 1994г.); очагами разуплотнения, насыщенными флюидами, или вместилищами природных растворов и расплавов (Б.М. Соколов, 1982г.). За рубежом сходные объекты называют «газовыми трубами» по аналогии с известными алмазоносными трубками взрыва. При этом величина тепломассопереноса по каналам флюидовторжения настолько велика, что высказывается мнение о возобновляемости запасов нефти и газа на известных отработанных месторождениях Грозненского и Волго-Уральского регионов (В.Д. Скарятин, М.Г. Макарова, 2008г.).

При исследовании пород фундамента Южно-Татарского свода на территории Татарстана В.А. Трофимовым и другими исследователями были выделены интересные закономерности в размещении нефтяных месторождений, основывающихся на радиально-концентрическом строении территории. Выделенный на основе системного анализа геофизической и аэрокосмической информации региональный центр характеризуется рядом дуговых, чётко прослеживающихся концентрических линеаментов с разными радиусами их расположения от центра. Центральная зона данного центра устанавливается в северной части Самарской области, на приграничной с Татарстаном территории, в районе посёлков Шентала и Черемшан. В связи с этим В.А. Трофимов назвал данную структуру Шенталино-Черемшанским радиально-кольцевым образованием.

Ранее на данной территории различными учёными (В.П. Степанов, В.В. Муравьёв, В.К. Александров, В.А. Николенко и др.) также выделялось кольцевое образование, правда, оно выделялось под различными названиями (наиболее известное, Кондурчинская кольцевая структура) и имело различные радиусы, и положение центральной части.

В.А. Трофимов также отмечает наличие радиальных приподнятых зон на территории Южно-Татарского свода, расходящихся из единого центра, которые хорошо просматриваются на

тектонической схеме палеозойского осадочного чехла юго-востока Татарстана и севера Самарской области (рис. 1). В.А. Трофимов также проанализировал региональный сейсмический профиль 1-Г, который проходит в данном районе, с точки зрения выявления кольцевого образования на больших глубинах, чем осадочный чехол. Сделан вывод, что: «... региональный сейсмический профиль 1-Г проходит, практически, через центральную часть Шенталино-Черемшанского радиально-кольцевого образования, смена характера волнового поля, на временах, соответствующих кристаллическому фундаменту, происходит, когда профиль заходит на эту структуру. В интервале профиля 20-35 км появляются интенсивные наклонные оси; в осадочном чехле этим осям, как правило, соответствуют субвертикальные зоны трещиноватости, отображающие кольцевые нарушения в осадочном чехле (рис. 2)».

Подводя итоги своим исследованиям Шенталино-Черемшанского радиально-кольцевого образования, В.А. Трофимов делает следующие выводы:

1. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура является крупнейшей, доминирующей геологической структурой в северной части Самарской области и на прилегающих территориях Татарстана и Ульяновской области.

2. Данное образование имеет ярко выраженную глубинную природу происхождения.

3. Основываясь на установленном ранее радиально-кольцевом расположении нефтяных месторождений, можно сделать вывод о том, что Шенталино-Черемшанская кольцевая структура сыграла определяющую роль в формировании месторождений УВ.

В 1997-2000 гг. на территории Самарской области проводились региональные сейсмические исследования по изучению осадочного чехла и верхней части фундамента. Было отработано два региональных профиля, один из которых (региональный профиль 1-Г) проходил в районе исследований. Данные сейсмические исследования позволили изучить геологический разрез на глубину до 17 км (профиль 1-Г). При проведении данных работ на территории Южно-Татарского свода были выделены прослеживающийся цуг крутопадающих в северном направлении осей синфазности на глубинах более 2,5 км, образующих отрицательную структурную форму, которая не находит явного отображения по поверхности кристаллического фундамента и вышележащему осадочному чехлу. Также были выделены глубинные разломы, характеризующиеся областью разуплотнения. Выделяется определённая закономерность в расположении глубинных разломов и зон разуплотнения, а также интенсивная расслоенность пород фундамента, которую связывали с большим количеством разломов и активными тектоническими процессами (образование Серноводско-Абдулинского авлакогена и др.).

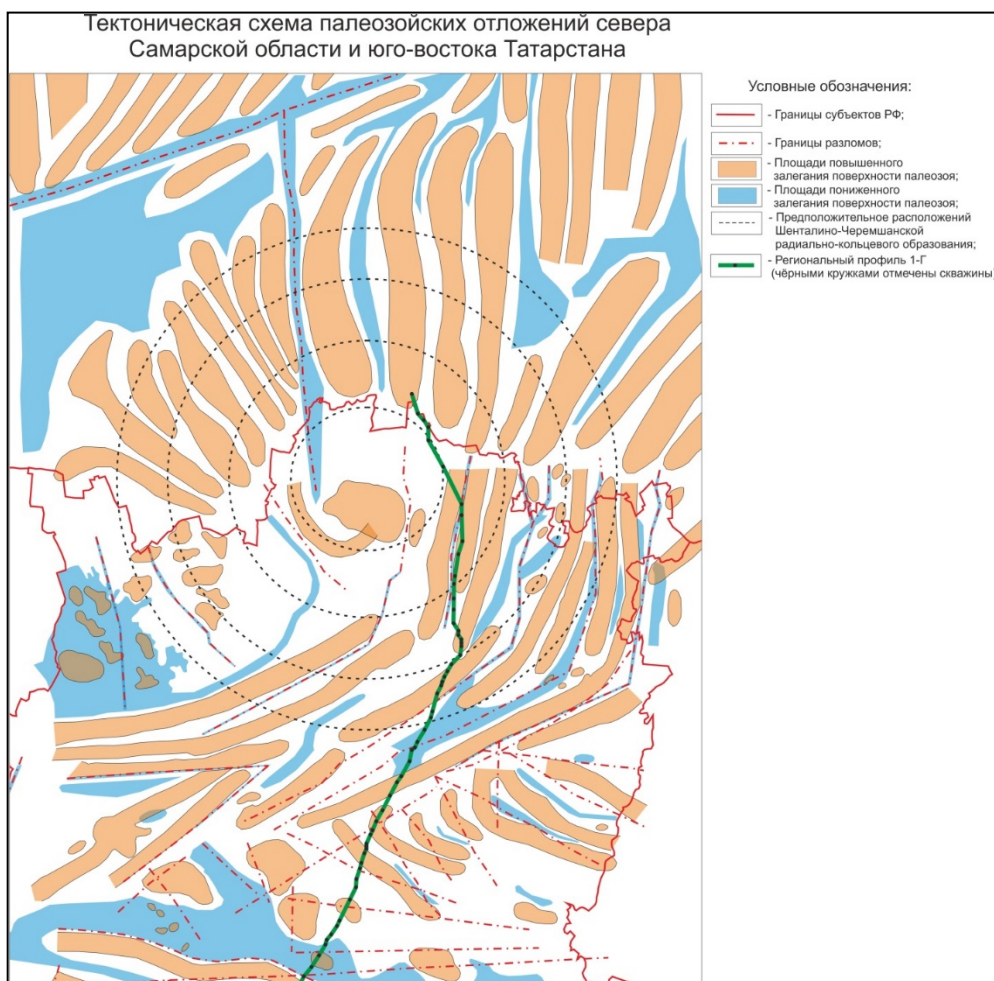


Рис. 1. Тектоническая схема палеозойских отложений севера Самарской области и юго-востока Татарстан.

При анализе радиально-кольцевой зональности выделенной ранее Трофимовым и другими исследователями на территории Самарской области, была рассмотрена карта расположения нефтяных месторождений на северо-востоке Самарской области (рис. 3).

При изучении расположения нефтяных месторождений можно выделить некоторую закономерность: кольцевое расположение месторождений достаточно уверенно наблюдается в центральной части Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры (Кондурчинская кольцевая структура), и эта закономерность постепенно исчезает с удалением от центра.

На этой же территории была проанализирована схема развития пород поверхности фундамента. Можно выделить интересные закономерности в размещении гранитоидов и разломов, которые

образуют concentрическую структуру. Так же была рассмотрена тектоническая карта палеозойских отложений. На ней можно выделить центральную часть Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры (Кондурчинская кольцевая структура). Дальнейшее выделение кольцевых объектов условно, что связано, скорее всего, со сложным геологическим строением (границы тектонических элементов, развитие Серноводско-Абдулинского авлакогена и др.) в южной части кольцевой структуры.

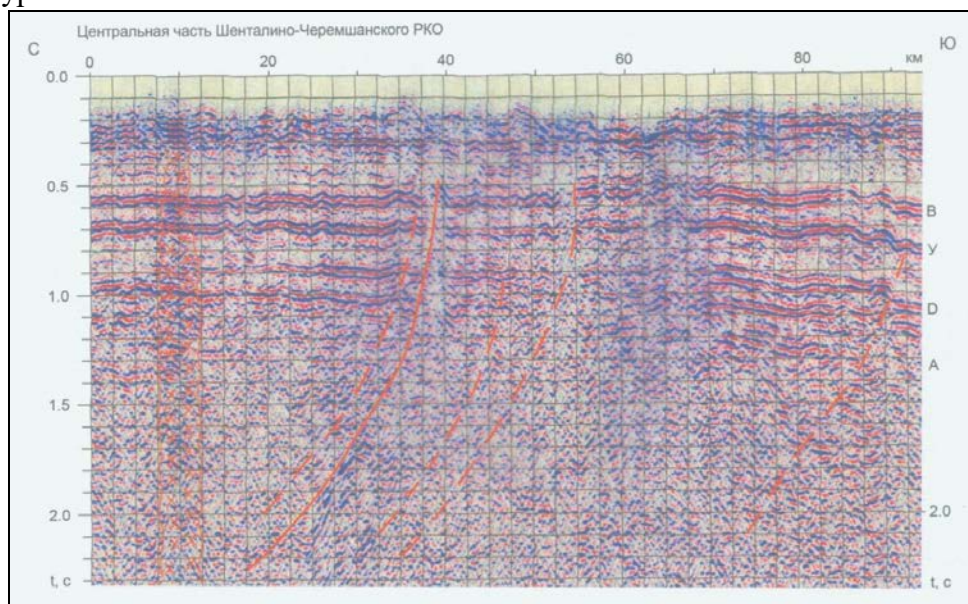


Рис. 2. Строение верхней части земной коры в районе Шенталино-Черемшанского РКО, региональный профиль I-Г, Самарская область.

В связи со сложным геологическим строением трудно говорить о чётком выделении Шенталино-Черемшанской радиально-кольцевой структуры, кроме центральной её части, а именно – Кондурчинской кольцевой структуры, на севере Самарской области.

Представляет интерес рассмотреть возможный способ формирования данной кольцевой структуры. Сложно сказать о времени возникновения и развития кольцевой структуры. Возможно, начало её развития относится к концу архея – началу протерозоя (возрасту формирования известных интрузивных тел). Именно в это время закладываются глубинные разломы. В дальнейшее время, вплоть до конца палеозоя (пермская система), происходит постепенное угасание активности кольцевой структуры. Трофимов В.А. предполагает, что кольцевые глубинные разломы представляют собой конические поверхности, прослеживающиеся на дневной поверхности и имеющие различные радиусы, а радиально-кольцевые образования являются системой вложенных друг в друга конусов.

Наиболее вероятной концепцией формирования Кондурчинской кольцевой структуры по-видимому является концепция образования структуры. Проблема вихревых структур в геологических процессах впервые озвучена китайским учёным Ли Сы-гуанном в 20-е гг. XX века 30 лет сформулирована им в качестве научной гипотезы, в которой на большом фактическом материале обосновывается существование структур, являющихся результатом сдвигов, возникающих при вращении отдельных масс земной коры. В последние годы появилось большое количество данных о существовании структур поворотного, крутильного, вихревого типов в геологической среде Земли и других планет. Анализ деформации геологических и тектонических полей показывает, что образование таких вихревых структур в земной коре и их генезис является прямым следствием геодинамических процессов.

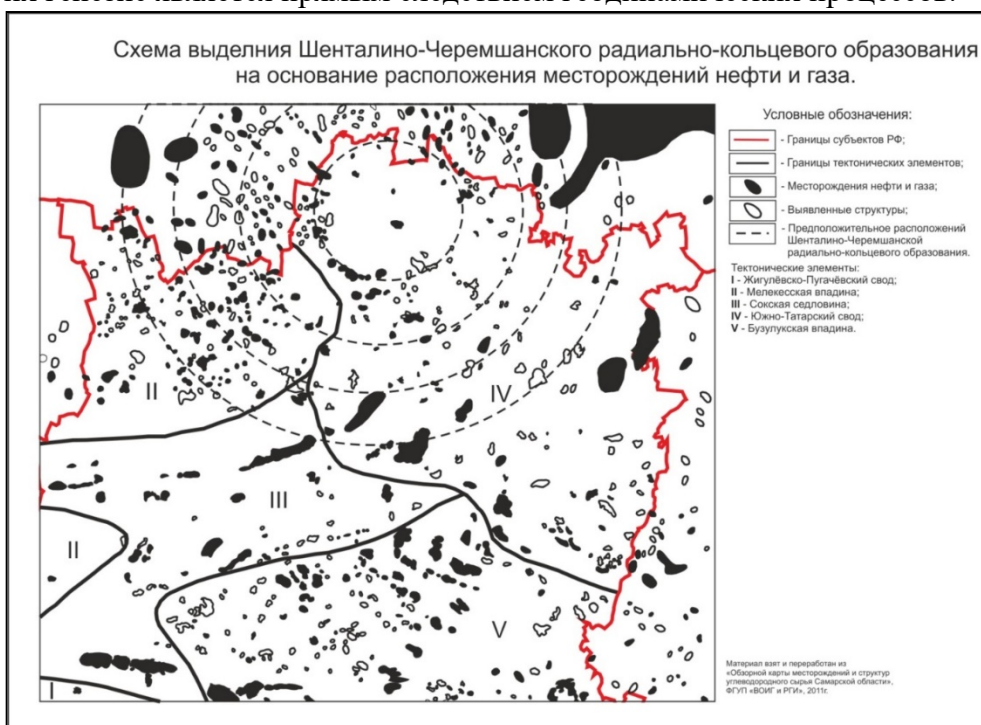


Рис. 3. Схема расположений нефтяных месторождений и попытка выделения кольцевой структуры.

«Закрученные» структуры на геологических и тектонических картах разного масштаба часто проявляются в виде разновозрастных систем сдвиговых деформаций, которые наблюдаются и вдоль границ структур, и в пределах их внутренних областей в виде спиральных (кольцевых или дуговых) и вихревых (в том числе радиальных) структурно-кинематических и тектонических рисунков. Повсеместно наблюдаемые чередования разномасштабных структур растяжения или

сжатия в виде определённых систем можно рассматривать как региональные зоны сдвиговых деформаций. Именно данные зоны деформации и являются зонами возникновения «закручивания» структур (рис. 4).

В районе Южно-Татарского свода и вблизи него развиты системы валов и прогибов, которые и будут являться зонами сдвиговой деформации, а их закономерное размещение на территории Татарстана и Самарской области, чётко показывает форму вихревой структуры.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура является главной геологической структурой на территории Южно-Татарского свода и восточной части Мелекесской впадины.

2. Выделяется радиально-кольцевая закономерность расположения нефтяных месторождений в Шенталино-Черемшанской кольцевой структуре, что говорит о определяющей роли данной структуры в формировании месторождений.

3. Шенталино-Черемшанская кольцевая структура имеет явную глубинную природу происхождения, а время формирования с конца архея – начала протерозоя до конца палеозоя.



Рис. 4. Схема возникновения «закручивания» в районах сдвиговой деформации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Отв. исполнитель: Шестакова Л.И. Результаты региональных сейсмических работ МОГТ в Самарской области в 1997-2000гг. Текст отчёта и граф. приложения. ОАО СНГЕО, 2000г.

2. Хаин В.Е., Михайлов А.Е. Общая геотектоника. Учебное пособие для вузов, М.: Недра, 1985г.
3. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. М.: Недра, 2003г.
4. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 2014г.
5. Малыхин М.Д., Гафаров А.И. О возможных тектонических нарушениях в платформенных условиях по данным сейсморазведки. Статья, Известия Самарского научного центра РАН, Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа», 2006г.

УДК 553.98 (470.43)

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СОКСКОЙ СЕДЛОВИНЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Б.З. Даниелян, И.С. Кирсанова

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия,
lvova_irina077@mail.ru*

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТониКИ

Тектонический фактор является главенствующим как в процессах структурообразования, так и в создании благоприятных условий для миграции и аккумуляции углеводородов и формирования залежей нефти и газа. С этих позиций наряду с совершенствованием методики подготовки локальных структур необходимо выполнить анализ палеоструктурных, палеотектонических и геодинамических историй развития перспективных нефтегазоносных регионов, чтобы добиться ощутимого улучшения результатов геологоразведочных работ на нефть и газ.

Одним из аспектов упомянутой задачи является всестороннее изучение палеотектоники Сокской седловины для выбора перспективных направлений геолого-поисковых работ на нефть и газ.

Сокская седловина, как структура I порядка, единственная, которая почти целиком расположена на территории Самарского Поволжья. Как сочленяющая структура седловина в виде своеобразной приподнятой зоны разделяет Мелекесскую и Бузулукскую впадины (Рис. 1).

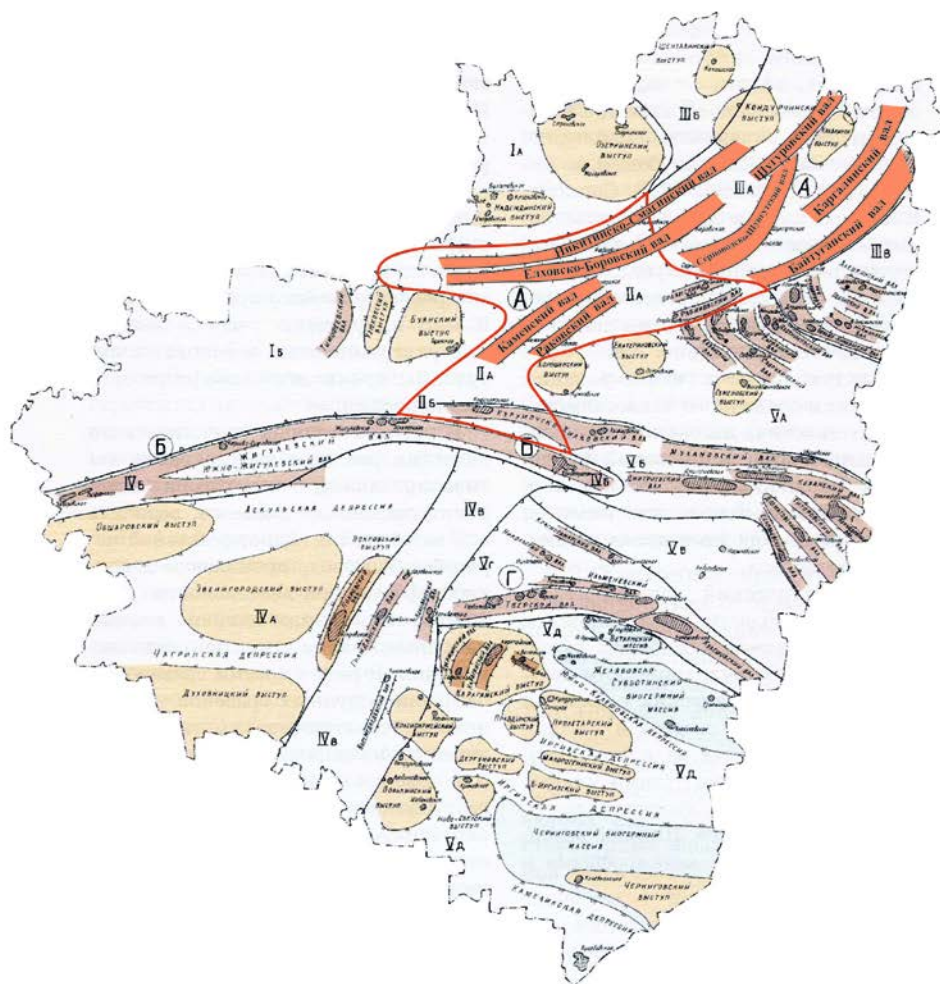
Общий структурный рисунок Сокской седловины по верхнему тектоническому плану создают известные в геологической литературе по нефти и газу Сокско-Шешминские дислокации, которые представлены кулисообразно сочленяющимися валами северо-восточного восточного простирания (Рис. 2).

Сокско-Шешминские дислокации выражены по опорным горизонтам перми, с крутыми флексуорообразными юго-восточными крыльями (Рис.3). Амплитуда крутого крыла превышает 150 м. Эти валообразные структуры погружаются с северо-востока, с территории Татарстана в пределы Самарского Поволжья.

Тектоника Сокской седловины по анализу и обобщению материалов геофизики и бурения представляется сложной. Эта сложность связана с тем, что здесь в ходе геологической истории развития перекрещивались самые различные по генезису, по возрасту и разнонаправленные структурные элементы, что усложняет соотношение структурных планов по опорным горизонтам разреза, тем самым отрицательно влияя на эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.



Рис. 1. Схема тектоники Самарского Поволжья



Условные обозначения

- Тектонические элементы I и II порядка
- I Мелекесская впадина
- II Сокская седловина
- III Южно-Татарский свод
- IV Жигулеско-Пугаческий свод
- V Бузулукская впадина
- Сокско-Шешминская система валов
- Сокская седловина

Рис. 2. Структурно-тектоническая схема Самарской области



Рис.3. Фрагмент структурной карты по кровле пермских опорных горизонтов

На схематической структурной карте по поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины (Рис. 4) четко проявляется ортогонально-диагональная сеть разрывных нарушений. Субширотное простирание имеют разломы, ограничивающие борта Серноводско-Абдулинского протерозойского авлакогена. Этот авлакоген занимает значительную северную часть Сокской седловины. Как известно, Серноводско-Абдулинский авлакоген в восточном направлении погружается к Уральскому горному сооружению (Рис. 5), где в рифее возник палеоокеан. К западу на территории Ульяновской области авлакоген затухает.

На схематической структурной карте по поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины выделяются узкие линейные грабены северо-восточного и северо-западного простирания. Выделяются также несколько локальных выступов: Орлянский, Южно-Орловский, Больше-Каменский и др. С юга Сокская седловина ограничивается взбросом, амплитуда которого достигает до 1000 м. (Жигулевский разлом).

Как известно, в палеозойском структурном этаже Волго-Камской антеклизы выделяется система некомпенсированных

прогибов, которая протягивается от Баренцева моря до Каспийского. Она прослеживается в определенном интервале разреза: в карбонатном комплексе верхнего девона — нижнего карбона (от кровли тиманского горизонта до кровли турнейского яруса). Среди них выделяется Камско-Кинельская система прогибов.

В Самарской области это Муханово-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы. Граница между ними проводится по Радаевской флексуре.



Рис. 4. Фрагмент схематической карты поверхности кристаллического фундамента Сокской седловины

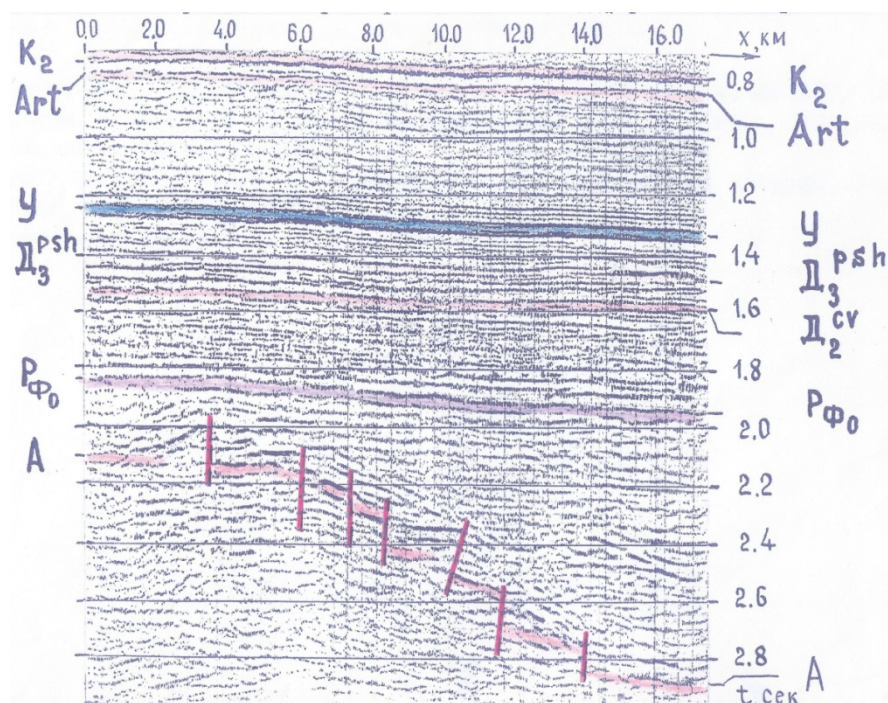


Рис. 5. Характер погружения кристаллического фундамента в Предуральском прогибе

На бортах Камско-Кинельской системы прогибов накопилась карбонатная толща мощностью 700-750 м. Это мелководные и рифогенные известняки. Осовая же зона осталась некомпенсированной. Там накопилось 250-300 м. глубоководных черных битуминозных известняков (осадочный материал не доходил до осевой зоны) (Рис. 6). После подъема территории началась компенсация осевой зоны терригенными осадками. Сначала отлагались косьвинские глины (до 250 м.), потом радаевские отложения, а бобриковские отложения сnivelировали рельеф.

Мощность терригенной толщи нижнего карбона - косьвинский, радаевский, бобриковский горизонты - в осевой зоне составила 400 м., а на бортах уменьшается в 7-20 раз, достигая 15-20 м.

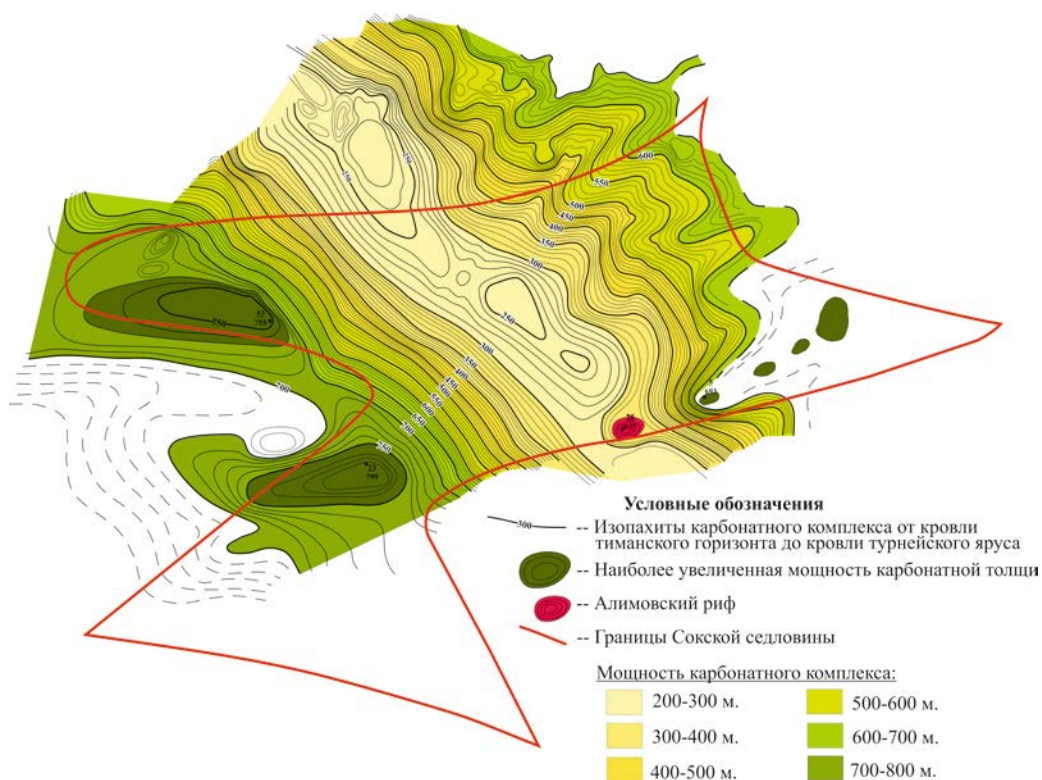


Рис. 6. Карта изопахит карбонатного комплекса от кровли тиманского горизонта до кровли турнейского яруса

Крайне интересным фактом является наличие чрезвычайно высокоамплитудного рифа в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба. Это Алимовский риф (Рис. 7). Мощность карбонатной толщи там составляет 635 м, а мощность терригенной толщи нижнего карбона составила скважине 74 м. (скважина №26) на фоне 300-350 м. осевой зоны.

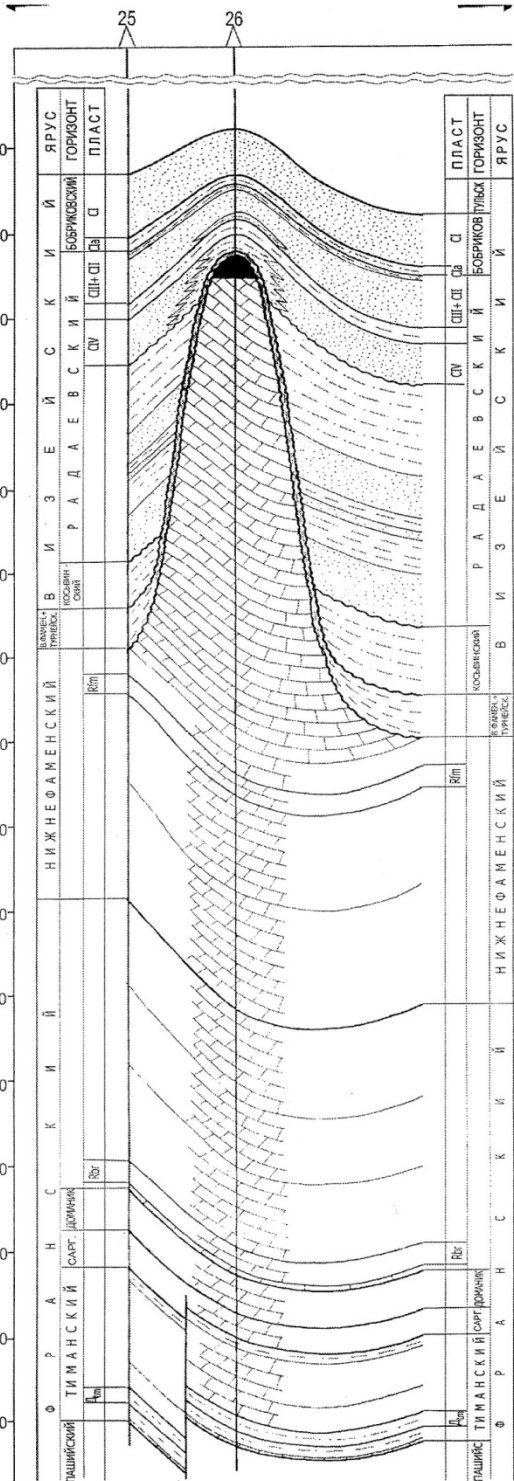


Рис. 7. Геологический профиль Алимовского рифа

МОРФОГЕНЕЗ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ

Среди локальных поднятий — ловушек нефти в Сокской седловине седловине имеются тектонические, седиментационные и смешанные — седиментационно-тектонические и тектоно-седиментационные локальные поднятия. Не исключается, что могут быть инверсионные структуры, возникшие за счет изменения знака тектонических движений. Из анализа морфогенеза 23 локальных структур Сокской седловины 10 из них имеют тектонический генезис, 12 — седиментационный, и 1 структура тектоно-седиментационного генезиса.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В Сокской седловине открыто более 27 месторождений нефти с более 70 залежами. Большинство залежей нефти (свыше 50) приурочено к Камско-Кинельской системе прогибов.

Перспективы нефтегазоносности Сокской седловины на сегодня очень высоки. Это касается терригенной толщи девона, перспективность которой еще полностью не раскрыта.

Наши исследования по расшифровке глубинного строения седловины продолжаются.

ВЫВОДЫ

1. По анализу комплекса геолого-геофизических материалов и по результатам палеоструктурных построений глубинная тектоника Сокской седловины характеризуется сложным строением, что связано с перекрещиванием в ходе истории геологического развития различных по генезису, простирацию и возрасту региональных структурных элементов

2. Окончательное формирование Сокской седловины протекало в обстановке напряжений сжатия, что связано с движениями альпийского цикла тектогенеза

3. Среди морфогенетических типов локальных поднятий Сокской седловины доминируют седиментационные

4. Высокие перспективы нефтегазоносности Сокской седловины связаны с бортовой зоной Муханово-Ероховского прогиба, где ожидаются залежи нефти в карбонатном комплексе верхнего девона – нижнего карбона и терригенной толще нижнего карбона

5. Девонские терригенные отложения также являются перспективными

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гарецкий Р.Г.* – Основные проблемы изучения тектоники древних платформ. Журнал «Геотектоника» №5, 1991 г.
2. *Маишковиц К.А.* – Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М. Недрa, 1970 г. с. 152

3. *Хачатрян Р.О.* – Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волго-Камской антеклизы. М. Наука 1979 г. с.171

УДК 561.38

ИСКОПАЕМЫЕ ПЛАУНОВИДНЫЕ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

¹*В.П. Моров*, ²*Д.В. Варенов*

¹ *Самарский государственный технический университет (СамГТУ), г. Самара, Россия, moroff@mail.ru*

² *Самарский областной историко-краеведческий музей им. П.В. Алабина (СОИКМ), г. Самара, Россия, vdv-muz@mail.ru*

В данной работе впервые приведён общий обзор имеющихся на настоящий момент сведений об ископаемых плауновидных Самарской области с известных местонахождений ископаемой флоры (Бузбаш, Исаклы и др.) и из фанерозойских спорово-пыльцевых комплексов.

В современной флоре Самарской обл. плауновидные (отд. *Lycopodiophyta*) представлены 3 видами, принадлежащими к 2 родам, относящимся к семейству Плауновые (*Lycopodiaceae*): плаун (*Lycopodium*) и дифазиаструм (*Diphasiastrum*), [1].

Находки остатков ископаемых плауновидных на территории Самарской области отмечаются довольно редко, однако вертикальное их распространение охватывает здесь практически всю фанерозойскую толщу. В наиболее древних – девонских – континентальных отложениях остатки вегетативных органов плауновидных не встречены. Тем не менее, уже в основании живетского яруса (воробьёвский горизонт) обнаружен комплекс, включающий споры сопоставляемого с плауновидными формального рода (ф.р.) *Hymenozonotriletes* (*H. "lophus"* Arkhangelskaya); а выше, в муллинском горизонте – *H. inaequalis* Phillips [2].

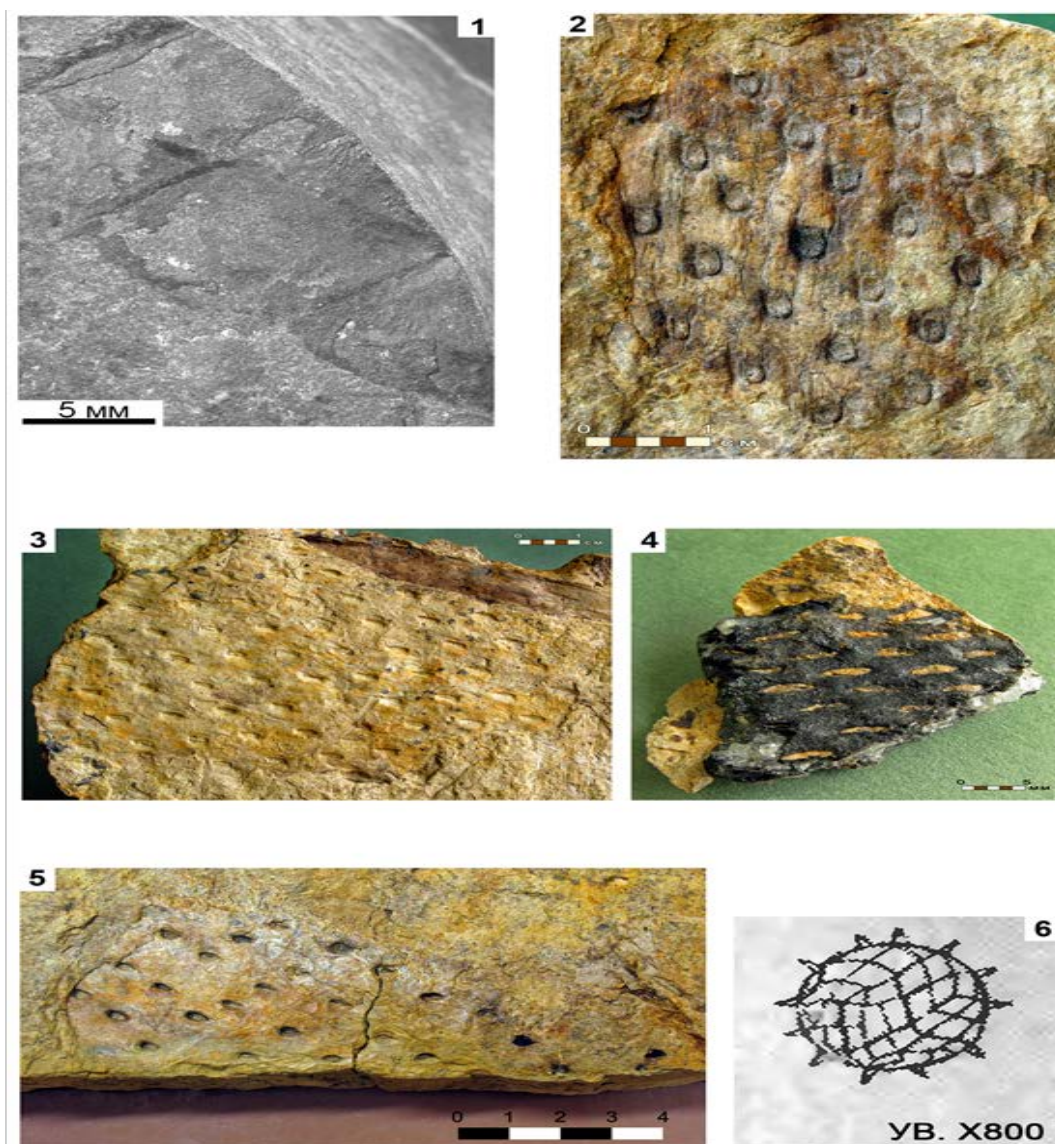


Табл. I. 1 – плауновидное «*Bergeria*» *timmerensis* Ноег, фрагмент коры с поперечно-ромбическими листовыми основаниями; Самарская обл., скв. Байтуган 6, глуб. 2017-2027 м. Девон, ?пашийский горизонт [4]. 2-5 – плауновидное *Signacularia poinskii* Zalessky, фрагменты декортицированных побегов, тип сохранности *Knorria* (*Knorriopsis*): 2, 3, 5 – отпечатки, 4 – фитолейма. Местонахождение Бузбаши, пермь, казанский(?) ярус. 6 – спора плауна *Lycopodiumsporites*. Самарская обл., Сызранский р-н, с. Печерск, скв., глуб. 27 м. Юра, байосский ярус, базальная толща [9].

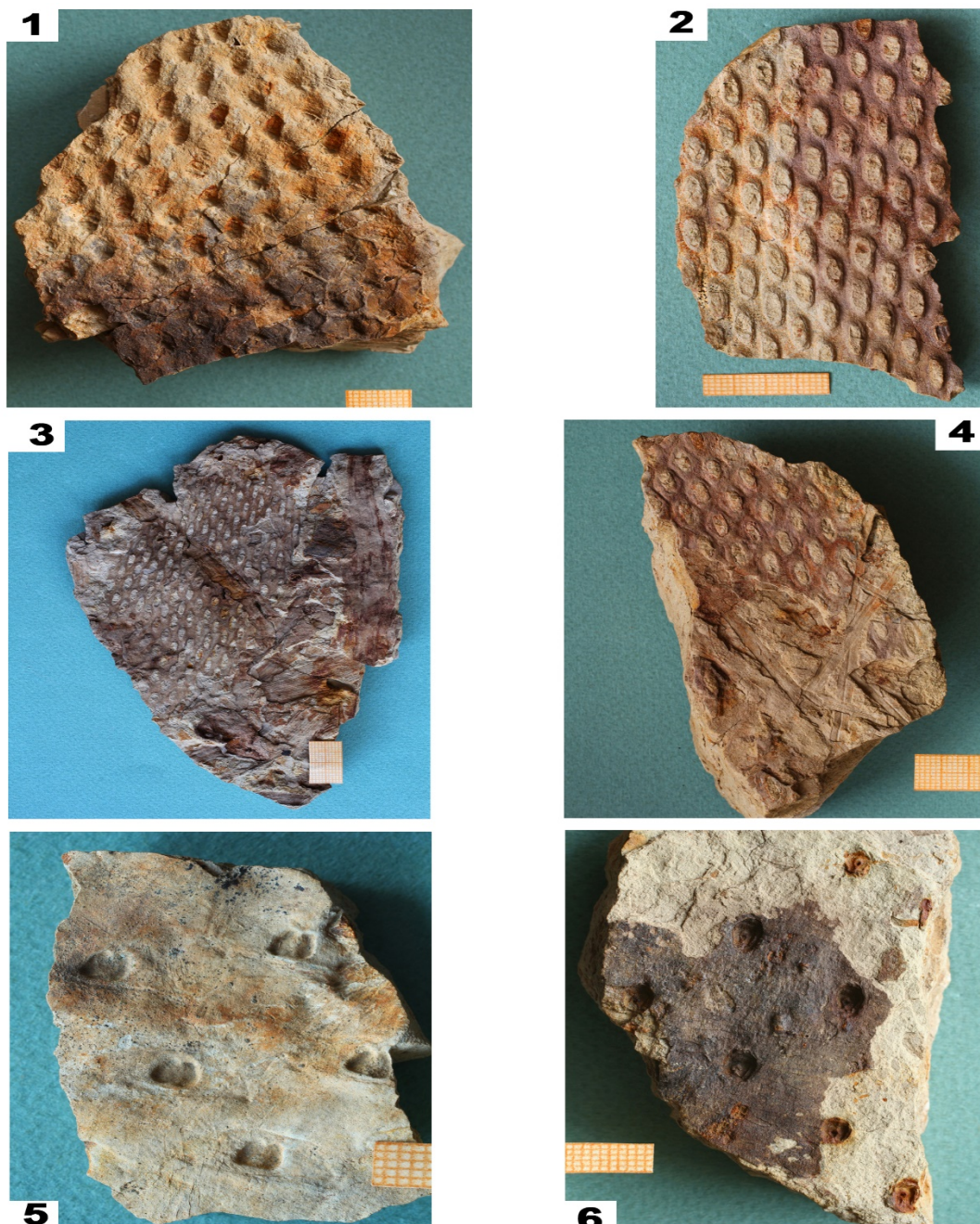


Табл. II. Плауновидное *Signacularia noinskii* Zalesky. 1-3 – фрагменты декортицированных побегов, тип сохранности *Knorria* (*Knorriopsis*); 4 – фрагмент побега и скопление филлоидов *Viatscheslaviophyllum kamiense* Esaulova (внизу), принадлежавших этому же растению; 5-6 – фрагменты побегов с листовыми подушками, сходными с таковыми *Viatscheslavia orbicularis* Neuburg. Местонахождение Исаклы, пермь, казанский ярус.

Растительность среднего девона занимала преимущественно хорошо увлажненные местообитания на поймах и в устьях рек, берега континентальных водоемов и морские побережья; таким образом, условия низменной суши рассматриваемого региона, с пологим рельефом и тропическим климатом, должны были благоприятствовать развитию здесь растительного покрова.

В верхней части живетского яруса (пашийский горизонт) обильная в целом в Среднем–Нижнем Поволжье флора знаменует переход от средне- к позднедевонской растительности [3]. Разнообразие спор плауновидных возрастает на всей территории Самарской обл.; в первую очередь, это *H. incisus* Naumova, а также *H. efremovae* Rych. и *H. krestovnikovi* Naumova; в тиманском горизонте – *H. “macrokrestovnikovi”* Lus.

Из франского яруса Сызрани известны стигмариин представители формального рода древовидных плауновидных *Cyclostigma kiltorkense* (Haught.) [4]. Наибольший интерес представляют остатки древовидного плауновидного «*Bergeria*» *mimerensis* Noeg, встреченные в предположительно пашийских отложениях района с. Байтуган (возрастная привязка основана на других находках этого растения и ассоциации его остатков). Данное растение первоначально было отнесено к формальному роду *Bergeria* Presl (форма декортикации стволов плауновидных). Остатки стволов «*Bergeria*» *mimerensis* не декортицированы, необычный облик их поверхности обусловлен особенностями строения внешних кортикальных тканей этого растения; возможна его близость *Leptophloeum* Dawson. Данное растение является одним из древнейших древовидных плауновидных [3].

В позднем девоне роль плауновидных в растительности, в т.ч. Поволжья, значительно снизилась. После длительного перерыва споры плауновидных *H. pussillus* (Ibrahim) содержатся в спектрах в подчинённом количестве уже в каменноугольных комплексах, начиная с середины визе (бобриковский горизонт); в московском ярусе (верейский горизонт) им сопутствуют *H. minimus* Kedo [2]. К сожалению, судить о таксономическом составе плауновой флоры карбона нельзя.

Наиболее сохранные остатки плауновидных встречены в казанском ярусе (возможно, также в уфимском) пермской системы северо-востока Самарской обл. В видовом составе недавно открытых флористических комплексов Бузбаш и Исаклы отмечены плауновидные *Signacularia noinskii* Zalesky (кл. Isoetopsida, пор. Isoetales, сем. Pleuromeiaceae). В состав остатков входят побеги различных возрастных стадий развития, с разным типом сохранности и коры с различной глубиной декортикации. Экземпляры без внешних слоев коры могут быть отнесены к ф. р. *Knorriopsis* Zalesky, а изолированные филлоиды, ассоциативно связанные с корами *S. noinskii* – к ф. р. *Viatscheslaviophyllum kamiense* Esaulova. Данный вид древовидных плауновидных, широко распространённый на территории Прикамья и Приуралья, входил в состав гигрофильной растительности (нижнее звено

катены), приуроченной к побережьям в аридной/семиаридной климатической зоне окраины Ангарида [5].

В течение длительного континентального перерыва (с начала уржумского века вплоть до средней юры) остатки плауновидных на территории региона неизвестны. Начиная с байосского века, плауновидные известны только в виде примесного компонента спорово-пыльцевых комплексов; подавляющее их большинство близки к современным таксонам сем. *Lycopodiaceae*. Всё это в сумме говорит об исключительно травянистом облике плауновой флоры этого времени. Наиболее ранние мезозойские плауновидные обнаружены в выполняющих древний карст глинах «переволокской» свиты байосского яруса в Предволжье (близ с. Печерск) в виде спор *Lycopodiumsporites* sp. в спектрах [6]. В целом, в мезо-кайнозое региона таксономический состав спор изучен лишь для готеривского яруса мела и представлен *L. eminulus* Dettmann, *L. spp.*, *Reticulatisporites pudens* Balme, *Densoisporites velatus* Weyland et Krieger (последний относится к кл. *Isoetopsida*, сем. *Selaginellaceae*) [7]. В целом, доля плауновидных снижается, начиная с конца волжского века; это связывают с сокращением территорий, благоприятных для произрастания влаголюбивой растительности [8].

Наиболее поздние находки плауновидных в ископаемом состоянии относятся к акчагыльскому веку и представлены спорами ближе не определённых представителей сем. *Lycopodiaceae* [9].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васюков В.М. Плауновидные. // Энциклопедия природы Самарской области. [электронный ресурс] <https://sites.google.com/site/enciklopediapirodysamobl5/home/-vyssie-rastenia/-plaunovidnye/plaunovye>.
2. Фадеев М.И. Ореховская опорная скважина. М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1963.
3. Броушкин А.В., Горденко Н.В. Девонская флора Среднего – Нижнего Поволжья // Фиторазнообразие Восточной Европы, 2016, т. X, № 1. – С. 14-33.
4. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Объяснительная записка к листу N-39-XXV (Сызрань). М.: Гос. науч.-техн. изд-во лит-ры по геологии и охране недр, 1954. – 44 с.
5. Морев В.П., Наугольных С.В., Варенов Д.В., Варенова Т.В., Морова А.А., Сидоров А.А. Ископаемые растения казанского яруса Среднего Поволжья // Фиторазнообразие Восточной Европы, 2016, т. X, № 1. – С. 34-67.
6. Ступишин А.В. Равнинный карст и закономерности его

развития на примере Среднего Поволжья. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1967. – 292 с.

7. Барабошкин Е.Ю., Горбачик Т.Н., Гужиков А.Ю., Смирнова С.Б., Гришианов А.Н., Коваленко А.А. Новые данные о границе готеривского и барремского ярусов (нижний мел) в Среднем Поволжье // М.: Бюл. Моск. Общества испытателей природы. Отд. геол., т. 76, вып. 3, 2001. – С. 31-51.

8. Пещевицкая Е.Б., Рябоконь А.В. Новые палинологические данные по разрезу Кашпир (Русская платформа): биостратиграфия и фациальный анализ // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Мат-лы V Всеросс. совещания // под ред. Е.Ю. Барабошкина, И.В. Благовещенского. – Ульяновск : УлГУ, 2010. – С. 273-277.

9. Горецкий Г.И. Аллювий великих антропогенных прарек Русской равнины. Прареки Камского бассейна. М., «Наука», 1964. – 416 с.

ПРИМЕНЕНИЕ AVO АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Давыдов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
artem-otrandy@yandex.ru*

Аннотация: в данной статье рассмотрено одно из перспективных направлений количественной интерпретации данных сейсморазведки – AVO/AVA-анализ – метод решения задач прямого обнаружения залежей углеводородов по изменениям амплитуд сейсмической записи на сейсмограммах ОГТ в зависимости от удаления пункта взрыва от пункта приёма (или от угла отражения). Авторами представлены результаты его применения на лицензионном участке месторождения Самарской области.

Ключевые слова: сейсмическое волновое поле, продольные волны, поперечные волны, покрывка-коллектор, импеданс, фазовая инверсия, псевдоакустическая кривая, сейсмограмма, одномерное моделирование, AVO/AVA-анализ.

В последние десятилетия перед исследователями встают задачи обнаружения новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях. Для проведения новых сейсмических исследований потребовались бы громадные вложения средств. В этих случаях возможно применение AVO/AVA-анализа. AVO/AVA анализ был разработан для поиска газовых залежей в терригенном низкоскоростном разрезе по «ярким пятнам» в сейсмическом волновом поле и стал очень доступной, легкорезализуемой и потому почти обязательной процедурой в западной Сибири. В случае нефтяных залежей различия в

изменениях амплитуд отражений в несколько раз слабее. Тем не менее, AVO-атрибуты во многих случаях дают контрастные аномалии в зонах изменения упругих параметров среды и, соответственно, в зонах изменения соотношения интервальных скоростей продольных и поперечных волн. На него возлагаются сегодня большие надежды. Перед исполнителями стояли следующие задачи: провести AVO/AVA-анализ на 2-х месторождениях, расположенных на территории Самарской области; проанализировать полученные результаты.

Методика яркого пятна основана только на изучении изменений амплитуд отражений от границы покрывка-коллектор на сейсмических разрезах существует три вида пятен на сейсмическом материале:

1. На разрезе наблюдается локальное уменьшение амплитуд, называемое «тусклым пятном». Такой случай может проявиться, если коллектор, например, представлен хорошо сцементированным жестким песчаником или известняком и, несмотря на замещение воды на газ, его импеданс остается выше импеданса покрывки (глины или глинистых сланцев).

2. На краях залежи наблюдаются так называемые «обращения фаз» или, по-другому, смена полярности. Это может быть, если коллектор представлен менее жестким, слабосцементированным песчаником, когда замещение воды газом приводит к меньшему импедансу, чем импеданс покрывки. Следует отметить, что интерпретация отражений при обращении фазы затруднена, так как геологические сбросы также могут приводить к фазовой инверсии.

3. На разрезе залежь отмечается локальным увеличением отрицательной амплитуды и этот эффект называется «ярким пятном». Яркие пятна могут появиться, например, в том случае, если коллектор представлен мягкими породами – песками. В этом случае импеданс песков меньше, чем покрывки, независимо от насыщения песка водой или УВ.



Рис.1. Модель, поясняющая возникновение на сейсмических разрезах разрезах амплитудных аномалий, связанных с залежами УВ.

Поскольку влияние поровых флюидов на скорость больше для относительно неконсолидированных терригенных пород, то эффект «яркого пятна» лучше проявляется при относительно молодых отложениях и поэтому методика «яркого пятна» особенно хорошо применима, например, к третичным терригенным бассейнам, которые располагаются, главным образом, в прибрежной полосе и по периферии континентов. Каждый из указанных трех типов амплитудных аномалий обычно проявляется в определенных диапазонах глубин – «яркие пятна» на относительно небольших глубинах, аномалии в виде обращения фазы на больших глубинах и труднее определяемые тусклые пятна на еще больших глубинах. В последнее время под обобщающим термином аномалия типа «яркого пятна» в литературе часто понимают все три отмеченные выше случая проявления УВ на сейсмических разрезах. Для каждого из месторождений в качестве эталонных были выбраны скважины в целевом интервале разреза: с притоком нефти; с водой и нефтью; без притока нефти. В качестве исходного сейсмического материала были взяты сейсмограммы ОГТ и суммарный мигрированный куб сейсмических данных. Для выполнения поставленной задачи был выполнен анализ на лицензионном участке, были выбраны два месторождения скважина, на месторождении ILM была выбрана скважина № 1 ILM (продуктивный пласт Б2 приуроченный к бобриковскому горизонту, имеющий не большую расчлененность) (Рис.2.) и месторождение SHI, выбрана скважина № 3 SHI (продуктивный пласт Д1 приуроченный к тиманскому горизонту, с высокой расчлененностью пласта) (Рис.3.)

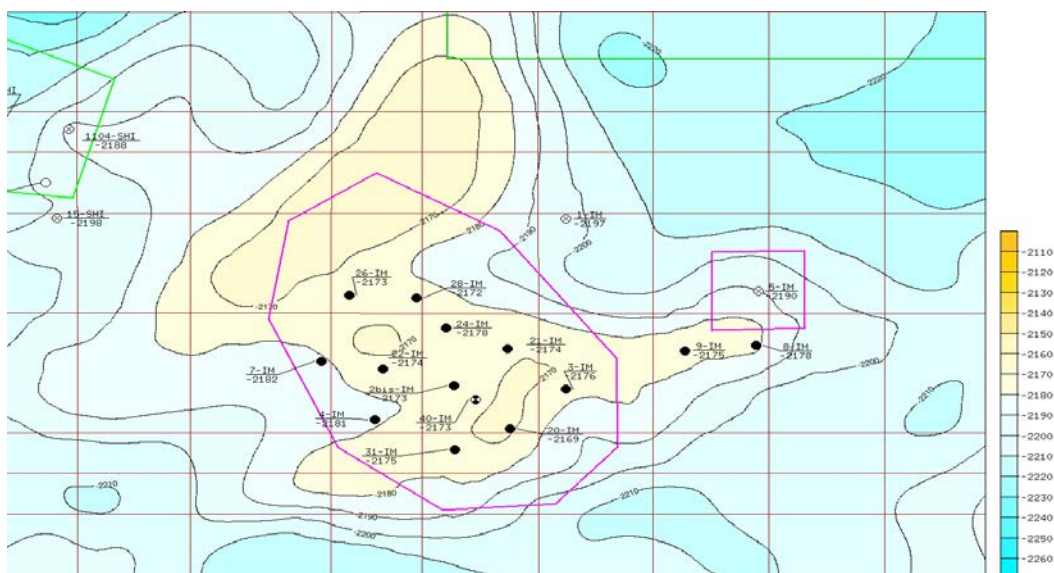


Рис.2 Вырезка структурной карты по ОГ C1bb

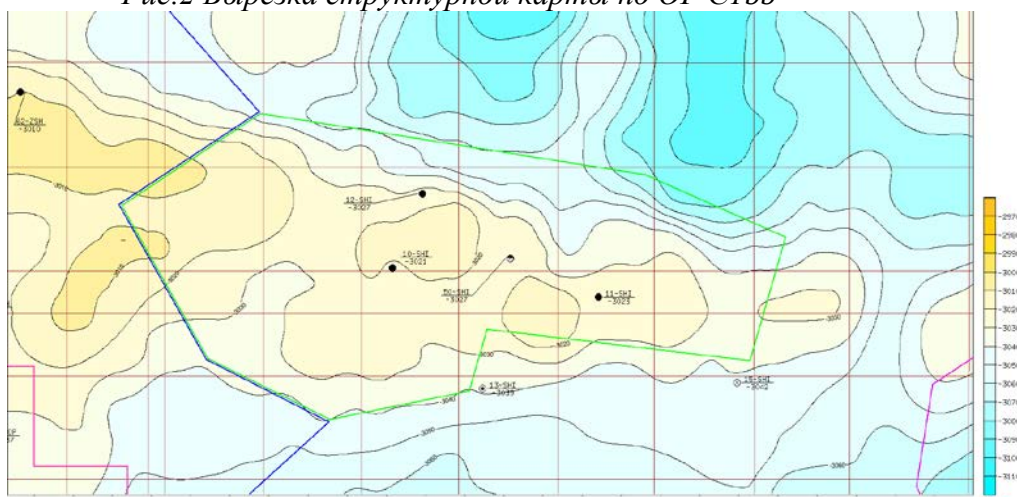


Рис.3 Вырезка структурной карты по ОГ D3tm.

AVO-анализ проводился по сейсмограммам, в которых сохранены истинные амплитуды. Особенности графа обработки с сохранением амплитуд заключаются в применении следующих процедур: учет неоднородности строения верхней части разреза для исключения негиперболичности годографа, факторная деконволюция, факторная нормировка; DMO-преобразование, миграция до суммирования, коррекция остаточных фазовых сдвигов, расчет AVO атрибутов.

Усложнение графа обработки при этом составляет от 30% до 50% от стандартного (в зависимости от сложности системы наблюдения и качества материала). Для выполнения AVO/AVA-анализа по

псевдоакустическим кривым (в масштабе скорости) скважин были рассчитаны кривые S-волн (по поперечным волнам) используя уравнение Кастаньи, которое связывает скорость S-волны и P-волны линейным уравнением. В продуктивном интервале по кривым S-волн было выполнено замещение флюида, которое отображает насыщенность углеводородами. Увязка сейсмических и скважинных проводилась с использованием одномерного моделирования. AVO-атрибуты во многих случаях дают контрастные аномалии в зонах изменения упругих параметров среды и, соответственно, в зонах изменения соотношения интервальных скоростей продольных и поперечных волн. Такие изменения могут быть связаны с изменением коллекторских свойств пластов по латерали, а также с изменением их литологического состава. Затем сейсмограммы были трансформированы в суперсейсмограммы и угловые с использованием скоростей по псевдоакустическим кривым. С использованием угловых сейсмограмм были рассчитаны кубы AVO-атрибутов. Затем в интервале продуктивного пласта были рассчитаны карты среднеквадратичных значений атрибутов и выявлены зоны аномальных значений. На рис.4 представлен слайс атрибута в пределах SHI месторождения (Пласт D1 приурочен к D3tm) с нанесенным контуром нефтеносности. Так как скважина № 3 SHI попала в зону повышенных значений атрибута (то есть правильный результат), то присутствующие на слайсе аномалии можно считать достоверными. Слайс данных показывает сильный амплитудный тренд через местоположение скважины. Это - область, где изменение отношения Пуассона является самым большим, что может быть индикатором нефтенасыщенного песка.

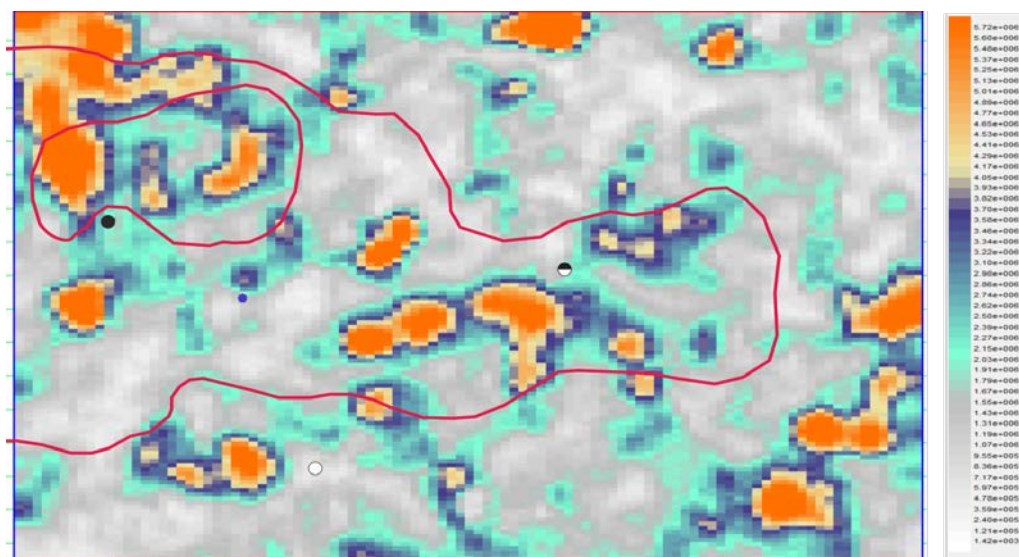


Рис.4 Вырезка слайс атрибута в пределах Широкинского месторождения, горизонта D3tm

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Итак, мы видим результаты применения AVO/AVA-анализа. В настоящее время AVO/AVA – главным образом метод, позволяющий обнаружить границы, на которых происходит аномальное изменение свойств, по сравнению с большинством границ в разрезе. Для количественных оценок необходимо, чтобы сигналы на ближних и дальних каналах (ведь AVO, в сущности – это сравнение амплитуд на ближних и дальних каналах) были совершенно идентичны по форме и частотному составу. Для этого требуется разработать более совершенные, чем сейчас, способы обработки.

Достоверность результата увеличится, если применять его в комплексе с другими методами – в частности, с инверсионными преобразованиями, которые могут обеспечивать гораздо более высокую разрешающую способность. Не стоит только забывать о главной проблеме инверсии AVO – неоднозначности решения. С усовершенствованием методик разделения разных типов флюидов, особенно в условиях недостаточно высокого соотношения сигнал-помеха, увеличением количества независимых друг от друга AVO атрибутов (сейчас различные методики использования AVO параметров Шуэ – разрезы параметров и их комбинаций, AVO зависимости, флюид-фактор – являются сильно зависимыми между собой, и каждая из них дает недостаточно дополнительной информации); в этом отношении существенный прирост информации может обеспечить широкий переход к инверсии фундаментальных упругих параметров, имеющих большую чувствительность к типам флюидов, а также комплексное использование волн разных типов. Не стоит только забывать о главной проблеме инверсии AVO – неоднозначности решения. Другими словами, у тех, кто занимается AVO анализом, впереди еще много работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Воскресенский Ю.Н.* Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. – М: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2011. – 68 с.
2. *Разин А.В.* Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа / А.В. Разин, В.П. Меркулов, С.А. Чернов. – Т.: ТПУ, 2004. – 332 с.

УДК 550.83:553.98:556.3

**ВОЗМОЖНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ УДЕЛЬНЫМ
СОПРОТИВЛЕНИЕМ ПОРОДЫ.***Е.В. Гусева, С.А. Корчагин, Ю.В. Трошенков, В.Е. Чемоданов**Самарский Государственный Технический Университет,
Самара, Россия*

Отмечено, что искривление траектории движущегося в магнитном поле носителя тока может влиять на повышение извилистости траектории носителя тока, происходящее из-за действия эффекта Холла и отражения носителя от стенок порового капилляра, что приводит к увеличению удельного электрического сопротивления породы. Это ведет также и к уменьшению силы диффузионных токов, сопровождающих процесс релаксации вызванной поляризации, и, как следствие, увеличению характерного времени релаксации. Приведена оценка величины изменения извилистости траектории носителя тока, по сравнению с извилистостью порового капилляра. Показано также, что величины необходимых для исследований магнитных полей вполне достижимы в настоящее время. Обоснована перспективность исследования электрохимических свойств горных пород с использованием магнитного поля, для уточнения теории эффекта вызванной поляризации, и использовании его при скважинных исследованиях.

Ключевые слова: *Вызванная поляризация, индукция магнитного поля, эффект Холла, удельное электрическое сопротивление, электрическая извилистость.*

THE POSSIBILITY OF THE ROCKS RESISTIVITY CONTROL.

It is noted that the path curving of the electric current carrier moving in the magnetic field, is capable influencing the the increase of path tortuosity of the current carrier taking place due to the Hall effect and the carrier's pulling out from the pore capillary walls results in the increasing of specific resistance of the rock. It leads to the reduction of diffusion currents accompanying relaxation process and, consequently, to the induced polarization.relaxation time scale increase. The estimation of the amount of change in the current carrier path curving compared to pore capillary tortuosity is described. It's pointed out that the values for magnetic fields research are quite achievable nowadays. The perspective of the investigation of rock formation electrochemical behavior by means of the magnetic field for more precise definition of induced polarization effect theory and its application in borehole surveying is substantiated.

Key words: induced polarization, magnetic field induction, Hall effect, specific resistance, electrical tortuosity

Введение.

Свойство горных пород (ГП) изменять распределение зарядов при протекании постоянного тока и восстанавливать существовавшее равновесное распределение после его выключения известно уже давно, и лежит в основе геофизического метода, известного как метод вызванной поляризации (ВП). Его использование началось с тридцатых годов прошлого века, а пик изучения явления ВП приходится, по видимому, на 1950-1960 годы.

Из-за многообразия и сложности зависящих от многих факторов явлений, возникающих в ГП при прохождении через нее постоянного тока, в настоящее время используется феноменологическая теория, в которой полагается, что релаксация вызванной поляризации происходит по экспоненциальной или гиперболической зависимости от времени, для любых пород, независимо от вида их проводимости (электронная, дырочная, ионная).

Это позволяет разделять породы по величинам параметров упомянутых зависимостей, подбираемых по наилучшему согласию с данными измерений, и оказывается достаточным для практики использования метода ВП при геофизических исследованиях в скважинах [1-3].

Возможности дополнительного управления процессами образования и разрядки вызванной поляризации с помощью эффекта Холла.

Эффект Холла [4,5]- это возникновение в объеме с током плотностью $\vec{J}$, помещенном в магнитное поле с индукцией $\vec{B}$, электрического поля в направлении, перпендикулярном векторам $\vec{J}$ и $\vec{B}$. Он обусловлен тем, что на носители тока (ионы в ионопроводящих ГП), в магнитном поле действует сила Лоренца $\vec{F}$, задаваемая формулой $\vec{F} = Q [\vec{v} \vec{B}]$, где $\vec{v}$ - скорость иона. Вследствие этого, в первоначально нейтральном объеме, в направлении вектора $\vec{F}$, возникает повышенная концентрация положительных ионов, а в противоположном направлении – отрицательных.

Как упоминалось, направленное движение ионов при прохождении тока происходит по поровым капиллярам, представляющих собой (линейные) цепочки связанных между собой пор разного поперечного размера (т.е. диаметр порового капилляра переменный). Эта цепочка-капилляр составляется из пор, находящихся наиболее близко к линии тока поля вектора $\vec{J}$.

Вследствие эффекта Холла, в таком капилляре происходит искривление траектории движения иона, тем большее, чем больше скорость иона и индукция магнитного поля $\vec{B}$.

К настоящему времени наиболее обоснована диффузионная модель образования вызванной поляризации [3], предложенная А.Ф. Постельниковым, и развитая Д.А. Фридрихсбергом и М.П. Сидоровой. Согласно этой модели, в цепочке из цилиндрических капилляров переменного сечения, в местах изменения сечения возникают локальные неоднородности концентрации ионов определенного знака. Это обусловлено различием подвижностей в узких (активных) и широких (пассивных) капиллярах, что приводит к образованию локальных заряженных участков вблизи мест сопряжения узких и широких капилляров, при прохождении через ГП электрического тока (т.е. наличия направленного движения ионов).

Эффект тем больше, чем больше сила тока, и чем больше разница в сечениях граничащих участков разного сечения в капилляре.

Из-за этого, в каждой из элементарных ячеек, объединяющей узкий и широкий капилляр, создается вторичная диффузионная электродвижущая сила (ЭДС), возникающая из-за разности в подвижностях ионов и зависящая от диаметров поровых капилляров [3].

После выключения тока, разделившиеся указанным образом заряды, возвращаются в исходное состояние, и возникшая разность потенциалов, спадая во времени, создает ток вызванной поляризации. Этот релаксационный ток связан с электропроводностью среды. Экспериментальные наблюдения свидетельствуют, что поляризуемость пород одного и того же литологического состава возрастает с ростом удельного сопротивления, так как при этом замедляется процесс диффузии зарядов, увеличивая тем самым время спада вызванной поляризации [2].

Как ранее указывалось, при действии на ток, создаваемый движением ионов, постоянного магнитного поля, происходит искривление траекторий движения ионов. Тем самым повышается характеристика электрической извилистости поровых капилляров породы, во столько же раз, во сколько длина траектории извилистого движения превосходит длину кривой, проведенной параллельно стенкам капилляра, вдоль его центральной оси. Повышение извилистости уже приводит к увеличению удельного сопротивления породы, что, в свою очередь ведет к увеличению времени спада ВП.

Удельное сопротивление увеличивается также из-за отражений ионов от стенок порового капилляра, когда ион, двигаясь по искривленной траектории, подходит к стенке. (То есть мы предполагаем, что траектория иона в капилляре состоит из кривых, представляющих собой дуги спиралей, последовательно соединенных в точках отражения). Частота таких отражений зависит от величины магнитного поля и от диаметра капилляра. Эти

взаимодействия со стенками капилляра создают дополнительное, тормозящее ион действие.

Описанный механизм действия магнитного поля должен сильнее проявляться в тонких капиллярах (характерных для глин).

В этой связи отметим, что согласно модели Постельникова-Фридрихсберга-Сидоровой, основанной на представлении капилляра как цепочки связанных пор разного диаметра, и по экспериментальным данным, в чистых глинах, из-за малых вариаций диаметра капилляра, эффект вызванной поляризации мал. Применение магнитного поля возможно позволит, варьируя сопротивление чистых глин магнитным полем, различать пропластки чистых глин от плотных, малопористых и неглинистых пород, которые плохо разделяются обычным методом ВП.

Аналогичные соображения о действии магнитного поля на становление и релаксацию вызванной поляризации можно использовать и для трещиноватых участков.

Особенность эффекта Холла в трещинах- существование выделенного направления магнитного поля, которым обеспечивается «заворачивание» траектории иона таким образом, что движение его происходит преимущественно в плоскости, лежащей параллельно плоскости трещины. Возможно, эта особенность позволит выделять и более детально судить о трещиноватых зонах в породе.

Отдельного рассмотрения требует случай влияния магнитного поля на вызванную поляризацию в породах с электронной проводимостью.

Если целлик породы имеет чисто электронную проводимость, то электродные пары будут сосредоточены на поверхности целлика, причем положительные заряды концентрируются на участках входа трубок тока в целлик, а отрицательные- на их выходе. Разрядка этих элементов будет происходить как через объем целлика, так и через окружающую его внешнюю, вероятней всего ионопроводящую (пористую) среду, где применимы приведенные выше рассуждения о повышении удельного сопротивления в магнитном поле.

Для разрядки ВП через целлик можно представить описываемый ниже механизм.

В магнитном поле может возникнуть искажение конфигурации трубок тока, имевшей место в случае отсутствия магнитного поля (МП). Вероятней всего, такое искажение приведет к возрастанию удельного сопротивления целлика, если исходить из того, что пространственное распределение трубок тока в отсутствие МП соответствует принципу минимума действия.

Таким образом, с помощью магнитного поля можно, изменяя сопротивление горной породы, управлять процессом становления и разрядки вызванной поляризации.

Некоторые численные оценки влияния эффекта Холла на вызванную поляризацию.

Проведем простые оценки влияния магнитного поля на извилистость траектории иона в капилляре. Известно [4], что ион, вошедший с постоянной скоростью v в магнитное поле с индукцией B , движется по винтовой линии, радиус R и шаг L которой задаются соотношениями

$$R = \frac{M}{Q} \frac{v}{B} \sin \alpha \quad L = 2\pi \frac{M}{Q} \frac{v}{B} \cos \alpha \quad (1)$$

где Q – заряд иона, M – его масса, α – угол между векторами v и B .

Из (1) видно, что извилистость определяется величинами R и L . Кроме того она зависит от длины участка винтовой линии от отражения до следующего отражения, то есть от радиуса капилляра r и числа таких отражений на длине капилляра l . Как показывают расчеты, если полагать, что r не сильно отличается от R и считать отражения от стенок капилляра упругими, то за счет только факторов геометрического характера, извилистость траектории иона в магнитном поле может быть больше извилистости порового капилляра в 1.5 - 2.5 раза. Согласно соотношению

$$\rho_{w.R.} = \frac{T_{EL}^2}{K_p} \rho_w \quad \text{для удельного электрического сопротивления (УЭС) горной}$$

породы [2], (здесь $\rho_{w.R.}$ – УЭС водонасыщенной породы, ρ_w – УЭС минерализованной поровой воды, K_p – пористость породы, T_{EL} – ее электрическая извилистость) это может привести к увеличению УЭС породы в 2.5 – 5 раз. Последнее может заметно сказаться на времени релаксации ВП.

УЭС породы также может увеличиваться из-за потерь энергии ионом при неупругих отражениях от стенок или пристеночного двойного слоя.

Кроме того распределение по скоростям теплового движения ионов зависит от их концентрации C_w в объеме капилляра. От этих скоростей и от величины магнитной индукции зависит электрическая извилистость, а следовательно и увеличение УЭС.

Из приведенных соображений следует, что изменение УЭС тонкодисперсных глин (имеющих относительно малые r и большие C_w) под действием магнитного поля может отличаться от соответствующего изменения в чистых пористых песчаниках. Это, возможно, позволит лучше разделять чистые глины от чистых песчаников, что затруднено [1] при исследованиях обычным методом ВП.

Более точные оценки приведенных возможностей делать трудно, так как существующая феноменологическая теория включает множество сложно оцениваемых факторов, к тому же ионы в пластовых водах обычно гидратированы, и пока нет удовлетворительной теории их диффузии и адсорбции в порах горных пород [2]. Поэтому следует особо отметить возможность получения более адекватной теории при лабораторных

исследованиях электрохимических процессов в горных породах, управляя характеристиками этих процессов с помощью магнитного поля.

Оценим пределы изменения напряженности нужного для экспериментов магнитного поля H .

Оценим сначала индукцию поля, необходимую для того, чтобы радиус винтовой линии был порядка радиуса капилляра, то есть $R=r$. Подставляя в (1) массу и заряд иона натрия, полагая $\alpha = 45^\circ$, $r = 10^{-5}$ м, $v = 500$ м/сек (скорость теплового иона), получим индукцию B порядка нескольких Тесла (Тл). (Нужно указать, что оценка скорости ионов 500 м/сек является оценкой сверху, полученной для ионов натрия исходя из значения 0.025 эв принятого для энергии тепловых нейтронов, замедлившихся в горной породе [1,2]. Для более тяжелых ионов хлора эта скорость будет несколько ниже, а для еще более тяжелых, гидратированных ионов скорость может быть ниже в несколько раз.)

Индукция в несколько Тесла (и более высокая) может быть достигнута, если поместить образец породы в зазор мощного электромагнита [5], весом в сотню и более килограмм, то есть только в лабораторных условиях.

Согласно [5], в соленоидах, если не применять специальных мер по их охлаждению, достигается напряженность магнитного поля 200 – 400 эрстед. Это, при минимальной магнитной восприимчивости для глин и песчаников около трех единиц [2], соответствует десятой доле Тл. Помещающиеся в скважинный прибор катушки будут способны создавать на один-два порядка меньшие напряженности, то есть увеличивать извилистость заметно менее, чем в полтора раза. Однако, если при оценке использовать наиболее вероятные значения магнитной восприимчивости 12.5-125 единиц [2], то получится заметное увеличение извилистости, порядка упомянутых полутора раз.

Если воспользоваться для оценки времени релаксации τ соотношением $\tau = (RC)^{1/2}$, где R и C соответственно сопротивление и емкость породы, то такое увеличение извилистости приведет к увеличению τ в те же полтора раза.

Для получения более обоснованных оценок и уточнения механизма влияния магнитного поля на явление ВП необходимы как лабораторные, так и скважинные исследования.

Заключение.

Явление вызванной поляризации может зависеть не только от величины поляризующего тока, но и от величины создаваемого в породе магнитного поля.

В таком случае параметрами процессов при ВП можно управлять, меняя как электрическое так и магнитное поле.

Использование магнитного поля открывает дополнительные возможности для лабораторного изучения процессов диффузии и адсорбции ионов, сопровождающих явление вызванной поляризации, их зависимости от температуры (скоростей ионов) и давления.

Современное состояние техники позволяет использовать магнитное поле в скважинных приборах. Для этого можно как добавлять источники переменного поля к существующим приборам ВП, проводя измерения при наличии и отсутствии магнитного поля, так и дооснащать существующие приборы каротажа методом ЯМР электродами, применяемыми в методе ВП, и работать с постоянным магнитным полем, меняя только величину поляризующего тока.

Таким образом, применение магнитного поля перспективно для лабораторного изучения электрохимических процессов, и для скважинных исследований методом вызванной поляризации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1. *Дахнов В.Н.* Промысловая геофизика – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959, - 697с.
2. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М., издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа, 2004. – 368с.
3. *Геннадиник Б.И.* Теория явления вызванной поляризации - Новосибирск, Наука, 1985, - 280с.
4. *Савельев И.В.* Курс общей физики. Том2. Электричество –М.: Наука, 1970, - 431с.
5. Лекции по магнетизму / Боровик Е.С., Еременко В.В., Мильнер А.С .- М., Физматлит, 2005. – 512с.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ ГИДРОГЕОЛОГАМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Н.Сергеев, П.М.Сергеева, Е.В.Гусева

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

На сегодняшний день Самарская губерния является крупным нефтяным регионом, с развитой нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностью.

Примечателен наш край тем, что в некоторых его местах выходы нефти на поверхность земли были известны местному населению в течение сотен лет. Есть сведения, что уже в XVI веке, в самом начале колонизации русскими Поволжья, с берегов реки Сок в Москву возили нефть бочками под названием «казанская черная» и использовали ее для приготовления «военных припасов».

Первая промышленная нефть на территории нынешней Самарской области была получена только в 1936 году на буровой № 8 в Сызранском районе. Бригада буровиков во главе с мастером А.А. Аванесовым на глубине 683,7 метра вскрыла нефтеносный горизонт в отложениях карбона.

Уже в 1938 году, когда успехи волжских нефтяников стали для правительства СССР более чем очевидными, было принято решение о строительстве в Сызрани нефтеперерабатывающего завода.

Разведка новых месторождений нефти в нашем крае продолжалась усиленными темпами и в годы Великой Отечественной войны. В итоге в декабре 1943 года сразу в нескольких точках Самарской Луки, у поселков Зольное, Яблоневый овраг и Троекуровка из древних отложений карбоновой системы ударили новые нефтяные фонтаны. К тому времени уже стало ясно, что Среднее Поволжье, и, в частности, Куйбышевская область, быстро входит в ряд крупнейших в СССР нефтеносных районов, поскольку цифры добычи сырья на здешних месторождениях уже тогда стали приближаться к объемам, достигнутым в Азербайджане и на Северном Кавказе. Впоследствии с легкой руки журналистов и писателей Волго-Уральский нефтеносный бассейн получил образное название «Второго Баку».

В настоящее время на территории Самарской области основным нефтедобывающим предприятием является АО «Самаранефтегаз». Его доля в общем объеме добычи нефти составляет свыше 75 %. Кроме АО «Самаранефтегаз» на территории Самарской области добычу нефти осуществляет такие нефтедобывающие компании, как: АО «РИТЭК», ЗАО «САНЕКО», ООО «Татнефть-Самара», АО «Самараинвестнефть», ООО «Регион-Нефть, ООО «Газснаб». Для переработки добываемой нефти и получаемого попутного нефтяного газа в Самарской области имеются три крупных нефтеперерабатывающих завода – ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод», ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» и ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод», а также два газоперерабатывающих завода – ОАО «Отраденский газоперерабатывающий завод» и ОАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод».

На сегодняшний день отношения, возникающие в области геологического изучения, использования и охраны недр регулирует

Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 «О недрах». Предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде Лицензии, которая удостоверяет право проведения работ.

Пользователи недр, осуществляющие разведку и добычу углеводородного сырья в границах предоставленных им в соответствии с вышеуказанным Законом горных отводов и (или) геологических отводов, имеют право на основании утвержденного технического проекта осуществлять добычу подземных вод для собственных производственных и технологических нужд, размещать в пластах горных пород попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд (статья 19).

Практически на всех этапах, начиная с поисков и разведки месторождений нефти и газа, заканчивая производством, а именно нефте- и газопереработкой, в технологических процессах, так или иначе, задействуется вода, и водоснабжение является одним из важнейших процессов производства. Кроме воды для технологических нужд, требуется вода для хозяйственно-питьевых нужд рабочих и служащих, а также для целей пожаротушения. На завершающих этапах разработки нефтяных месторождений, вследствие сильной обводненности, когда весь объем попутно добытых вод не может быть использован для целей поддержания пластового давления (ППД), перед недропользователями встает задача экологически безопасной утилизации промыслово-сточных вод.

Обоснование возможности использования подземных вод для водоснабжения, а также обоснование возможности использования глубоких горизонтов для организации полигонов закачки попутных вод включает разработку методики и технологии проведения геологоразведочных работ, их производство, оценку запасов и проектирование эксплуатации.

Все перечисленные виды деятельности сопровождаются получением разрешительной документации и различных согласований и осуществляются специалистами-гидрогеологами.

Ниже хочется остановиться на особенностях выполнения вышеуказанных работ на территории Самарской области.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение населения и объектов промышленности в Самарской области осуществляется за счёт подземных и поверхностных вод. Доля подземных вод в балансе хозяйственно-питьевого водоснабжения Самарской области составляет ~ 41 %.

При достаточности водных ресурсов в Самарской области имеются проблемы с водообеспечением. Эти проблемы обусловлены крайне неравномерным распределением водных ресурсов по территории области, большой их временной изменчивостью, а также высокой степенью загрязнения.

Подземные воды с минерализацией до 1г/л имеют значительное распространение на территории Самарской области и приурочены, в основном,

к отложениям, имеющим развитие преимущественно в долине р. Волги и её крупных притоков, а так же в пределах палеодолин.

Площадь развития вод с минерализацией свыше 1 г/л также велика. Минерализованные воды, т.е. имеющие отклонения от санитарных норм по минерализации и часто сопутствующей ей жесткости обязаны целому ряду факторов, главными из которых являются минералогический состав пород и гидродинамические условия. Воды с минерализацией 1,0-1,5 г/л прослеживаются узкими полосками вдоль русел рек Большой Кинель, Кондурча, на севере области указанные воды приурочены к залегающим с поверхности татарским и казанским отложениям.

Слабосолоноватые воды с минерализацией 1,5-3,0 г/л распространены на юго-востоке области в муниципальном районе Большеглушицкий и на севере – в муниципальном районе Елховский.

Воды с минерализацией более 3 г/л встречаются на юге Самарской области в муниципальных районах Большеглушицкий, Большечерниговский и Красноармейский. По согласованию с Роспотребнадзором такие воды используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения после водоподготовки.

По гидрогеологическому районированию в Самарской области выделяются районы хорошей, средней и слабой обеспеченности подземными водами. Районы хорошей водообеспеченности прилегают к долине реки Волги и ее притокам, средней - расположены в юго-восточной и северо-восточной части области, слабой - в южной части области.

Таким образом, количество вододефицитных районов и районов с плохим качеством подземных вод достаточно велико. Если всю вышеуказанную информацию попытаться увязать с картой месторождений нефти Самарской области (рис.1), можно наглядно убедиться в том, что большая часть нефтяных месторождений расположена именно в таких вододефицитных и, следовательно, и слабоизученных с точки зрения гидрогеологии, районах. В геоморфологическом отношении это преимущественно участки водоразделов и водораздельных склонов, в пределах которых фильтрационные параметры водоносных горизонтов и комплексов значительно ухудшаются.

В таких условиях практически каждая скважина на воду проектируется как разведочно-эксплуатационная. Для обоснования её конструкции, выбора перспективного гидрогеологического подразделения зачастую приходится перерабатывать огромный материал. В лучшем случае – данные по ближайшим водозаборам или одиночным водозаборным скважинам, в худшем – остается полагаться

исключительно на данные геологических съемок масштаба 1:200 000 и данные структурного бурения.

Другой, не менее важной проблемой при организации водоснабжения, водоснабжения, является необходимость учитывать не только нормы законодательства в области недропользования, но и смежных отраслей (водного, земельного, экологического, санитарно-гигиенического и др.). Особенно это касается организации хозяйственно-питьевого (хозяйственно-бытового) водоснабжения на базе подземных вод. Выбор площадки строительства водозабора приходится осуществлять не только с учетом требований СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения», но и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». На основании вышеуказанного нормативного документа, в пределах санитарно-защитных зон объектов (устанавливаются практически для всех объектов нефтедобычи) разрешается располагать исключительно технические водозаборы.

Как правило, добыча нефти ведется с применением заводнения нефтяных пластов нефтепромысловыми сточными водами.

Проектом разработки нефтяных месторождений устанавливаются определенные объемы закачки для поддержания пластового давления (ППД). Недопустимость закачки воды при заводнении залежей сверх установленного проектом разработки объема связана с тем, что использование избыточного количества рабочего агента может привести к снижению нефтеотдачи пластов. Повышение текущего пластового давления на месторождениях, которое может превышать начальное давление, приводит к осложнениям при проведении текущего и капитального ремонта эксплуатационных скважин из-за необходимости их глушения глинистым раствором, а затем проведения дорогостоящих малоэффективных работ по восстановлению дебита скважин. Таким образом, возникает вопрос по утилизации излишков пластовых вод.

Согласно закону РФ «Об охране окружающей природной среды» допускается сброс попутных сточных вод в глубоководные пласты-коллекторы, не содержащие вод, пригодных для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения и не обладающих бальнеологическими свойствами.

Химический и качественный состав попутных сточных вод предопределяет невозможность сброса их в поверхностные источники. Это вызвано следующими факторами. Сточные воды представляют собой высокоминерализованные рассолы с минерализацией до 120 г/дм³ содержанием хлоридов до 82 г/дм³, содержанием сероводорода и железа. Кроме того, сточная вода может быть загрязнена нефтью, механическими примесями, продуктами коррозии, а также ингибиторами коррозии, деэмульгаторами. Технологии очистки сточных вод от солей, в частности,

хлоридов, не существует. Поэтому сброс сточной воды в водоемы вызовет засоление воды и, как следствие, нарушение экологического равновесия.

Специалисты-гидрогеологи проводят изучение геолого-гидрогеологических условий для обоснования возможности утилизации излишков попутных вод, обосновывают возможность использования тех или иных отложений в качестве поглощающего пласта-коллектора.

Самарская область характеризуется благоприятными условиями для подземного захоронения сточных вод.

В результате проведенных исследований в Самарской области по выявлению участков недр, пригодных для сброса попутно добываемых с нефтью вод, многолетнего практического опыта закачки этих вод на ряде разрабатываемых нефтяных месторождений в глубокие поглощающие горизонты, определены, как наиболее перспективные, окско-серпуховские отложения нижнего карбона, фаменские отложения верхнего девона. Основными критериями для обоснования пластов-коллекторов с целью утилизации излишков попутных вод являлись следующие положения:

- поглощающий горизонт должен иметь повсеместное распространение и выдержанную мощность;
- пласт-коллектор должен обладать достаточной водопроницаемостью, обеспечивающей продолжительную приемистость поглощающих скважин и экономически эффективный сброс заданного количества стоков;
- подземные воды поглощающего горизонта не должны быть пригодны для лечебных целей, хозяйственно-питьевого водоснабжения и извлечения из них полезных компонентов;
- надежная изоляция поглощающих горизонтов выдержанными по мощности, регионально протяженными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов зоны активного водообмена, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- совместимость пластовых вод и пород поглощающего горизонта с утилизируемыми водами при исключении образования нерастворимых осадков;
- отсутствие тектонических нарушений в зоне залегания поглощающих горизонтов;
- поглощающий горизонт в радиусе 20-30 км от полигона утилизируемых стоков не должен выклиниваться или иметь выходы на поверхность.

В настоящее время накоплен достаточно большой опыт разведки, строительства и эксплуатации полигонов. Однако в отрасли

давно назрела необходимость разработки нормативно-методического документа, аналогичного «Классификации запасов и прогнозных ресурсов ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод» (утв. приказом Министерства природных ресурсов РФ от 30 июля 2007 г. N 195), регламентирующего различные стороны решения этой во многом непростой проблемы.

Выводы

Основные задачи, решаемые гидрогеологами, в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений:

- обоснование возможности и организация хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения на базе подземных вод с учетом всех норм действующего законодательства;
- оценка запасов и разработка технологических схем эксплуатации подземных вод для целей ППД;
- обоснование подземного захоронения излишков подтоварных вод;
- ведение мониторинга геологической среды и состояния недр.

УДК 550.8

ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРЕРЫВОВ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ, ЗАФИКСИРОВАННЫХ ДАННЫМИ ПЕТРОМАГНИТНЫХ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ФЛЕРОВСКОЙ И ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЕ.

А.А. Морова.

СамГТУ, Самара, Россия
andaluzit@mail.ru

Традиционно, кратковременные перерывы в осадконакоплении развиты, пожалуй, во всех известных типах разрезов. Редко какое обнажение или керновый материал представляет собой сплошную непрерывную летопись прошедших геологических периодов. Само существование различных разностей пород в пределах одного интервала, интерпретируемого геологом по общности тех или иных признаков, наличию общих палеонтологических находок и преобладающей мощности осадков в структурные единицы разного иерархии, выделяемые в разрезе, уже подразумевает смену обстановок осадконакопления, а значит, в большей или меньшей мере изменение определяющих ее условий в далеком прошлом. Коры выветривания фиксируют не всякие перерывы в осадконакоплении, а только наиболее

крупные из них, развивающиеся в условиях континентального осадкообразования. Хотя существование подводных кор выветривания отвергается, и процессы, протекающие на дне водоемов обозначают в геологической литературе специальным термином - гальмиролиз, не может быть уверенности в том, что природные явления, проявляющиеся в столь разных обстановках осадконакопления не могут привести к схожим результатам по отдельным признакам в древних отложениях. Для формирования коры выветривания нужно время и определенное сочетание многих действующих в едином разрушающем сформировавшиеся породы направлений, факторов: геодинамических, климатических, геоморфологических и иных. Именно такие соотношения, по моему мнению, проявились в данном конкретном случае при составлении схемы корреляции между двумя пробуренными скважинами. Интервал, проинтерпретированный как кора выветривания подстилающих пород различного возраста по ряду признаков – литологических и петромагнитных (см. статью А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева в этом же сборнике), прослеживается одинаково хорошо в двух соседних структурах – Гусихинской и Флеровской. Он подстилает поверхность перерыва, свидетельствует о его объемности и с большой вероятностью может быть прослежен в соседних скважинах.

Возможности любых методов ограничены. Ни литолого-фациальный анализ, ни петромагнитный метод не могут дать однозначной информации о том, к какому стратиграфическому подразделению приурочена выделенная кора выветривания, поэтому данные о возрасте пород надежнее всего определяет интерпретация геофизической скважинной информации. По ГИС интервал, выделенный в скважине Гусихинская 1 как кора выветривания относится к кровле афонинского надгоризонта, в скважине Флеровская 2 к кровле черноморского горизонта. Фиксация похожих, признаков в одном и том же интервале абсолютных отметок на двух соседних структурах говорит об общности эрозионных процессов, формирующих кору выветривания подстилающих пород двух разных стратиграфических подразделений.

Признаки коры выветривания в скважине Гусихинская 1. Интервал, причисленный по общности признаков к коре выветривания мономинеральных кварцевых песчаников в скважине Гусихинская 1 соответствует началу третьего петромагнитного ритма, выделенного по общей картине петромагнитной ритмики (см. фрагмент схемы корреляции в статье А.А. Моровой, А.С. Семина в этом же сборнике). Детальное макро- и микроописание керна позволяет увидеть и описать изменение основных характеристик песчаника – гранулометрических, минералогических и структурно текстурных особенностей по мере

приближения к коре выветривания при описании керна сверху вниз. Изменения эти носят зональную схему распределения и связаны, по всей видимости с поверхностными изменениями вещества при выветривании, выветривании, новом минералообразовании низкотемпературных минеральных ассоциаций, обогащении в прошлом нестабильной зоны гипергенеза устойчивыми к выветриванию минералами. Нижерасположенные породы следов механического разрушения и химического преобразования не несут.

Кора выветривания, выделенная на Гусихинской структуре, совпадает с резкой сменой условий осадконакопления. Фиксируется смена типа слоистости песчаника с горизонтальной слабопроявленной на однонаправленную косую, периодически переходящую в горизонтальную, линзовидную. Песчаник, встречающийся в разрезе, имеет явные признаки выветривания, а именно: не свежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и нижерасположенных интервалах (частично кремнистый цемент полностью разрушен до каолинита), (рис 1). Отмечается увеличение количества акцессорных минералов, среди которых преобладают темноцветные слабомагнитные минералы, циркон, редко углистые включения. Углистые включения, также как и тонкораспыленный пирит встречены как в обломочной части породы, так и в виде микровключений в зернах кварца на границе с регенерационными каемками, выполненными новообразованным кремнеземом, и представляют собой материал, скопившийся в микроуглублениях на шероховатой поверхности кварцевых зерен. Количество углистого вещества прямо пропорционально степени выветрелости породы – в неизменном песчанике и алевролите описаны пропластки и линзы каменного угля черного с антрацитовым блеском и углистые включения, мелкораспыленные в глинистом веществе. В неизменной породе определяются следы ползания организмов, канавки, выполненные алевролитистым веществом на черном глинистом фоне. В вертикальном разрезе такие канавки имеют форму близкую к округлой, иногда неправильную. Для песчаника из коры выветривания характерны рыхлые агрегаты зерен, отмечается отсутствие среди зерен кварца индивидов с совершенными кристаллографическими формами, в целом улучшение сортировки и окатанности зерен (рис 1).

Ниже коры выветривания в песчанике и алевролите встречаются аутигенные кристаллы гипса с совершенными кристаллографическими формами, в следующей ниже расположенной зоне отмечается сульфатизация по трещинам и порам в породе, что говорит о возможной вторичной природе хорошо растворимого минерала – гипса за счет разрушения кристаллов пирита в зоне гипергенеза. Растворы по трещинам переносили сульфаты в вышерасположенные горизонты где они и откладывались в виде совершенных прозрачных кристаллов.

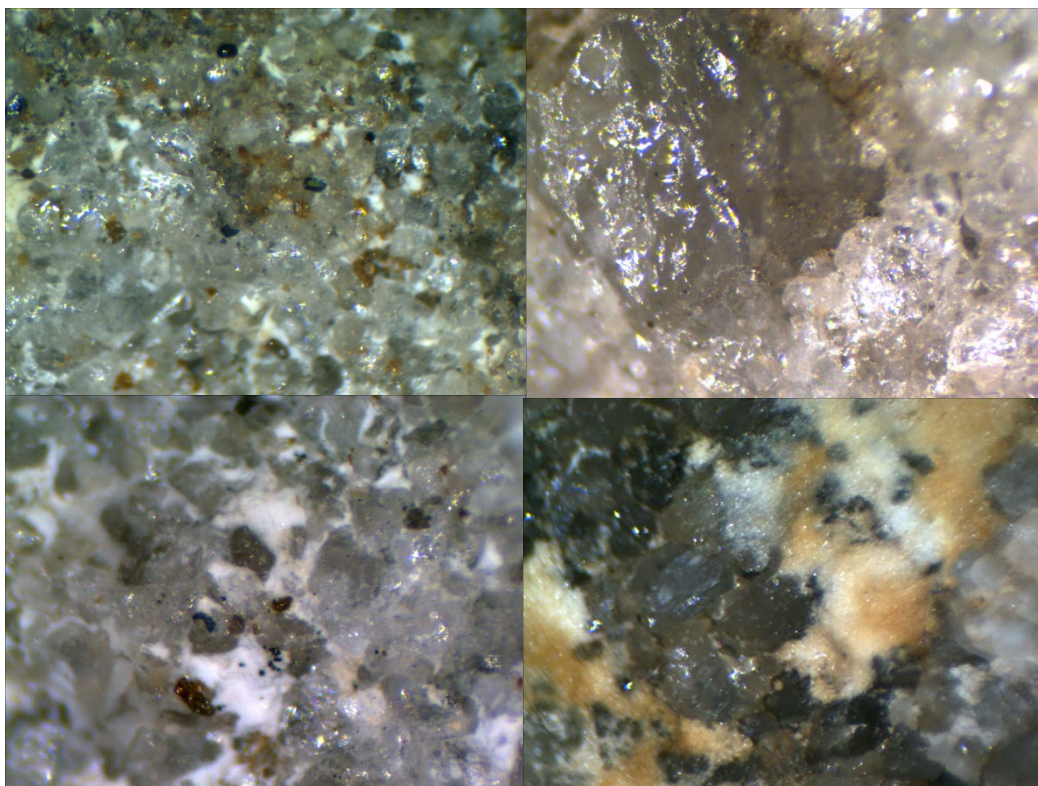


Рис 1. Песчаник из зоны коры выветривания. Левые верхний и рисунки демонстрируют кварцевый минеральный состав обломочной части породы, каолиновый цемент, наличие большого количества акцессорных минералов, хорошую сортировку и окатаность материала, правый верхний рисунок представляет собой фрагмент порфиоровидной структуры, правый нижний – продукты окисления газоконденсата.

В самом нижнем интервале, в котором отмечаются признаки насыщения породы, по сколам субвертикальных трещин располагается белое с бурым, участками ярко желтым оттенком вещество рыхлое (корябается ногтем), жирное на ощупь, не смывается водой, имеет яркую желтую, желто бурую люминисценцию которая при нагревании образца становится зеленовато – желтой). Под микроскопом вещество имеет вид, который свойственен коллоидальным агрегатам, формы проявления часто округлые, натечные (рис 1). Форма заполнения породы, внешний вид вещества, расположение в разрезе свидетельствует о том, что его происхождение связано с заполнением песчаника газоконденсатом и, по всей видимости, представляет его продукт разрушения. Возможно, что вертикальные трещины, наличие

которых фиксируется во всех интервалах, с которыми связано нефтегазонасыщение, служили путями миграции для флюидов, а зона, отнесенная к коре выветривания соответствует зоне разуплотнения пород пород слагающих разрез, в горизонтальном направлении, поскольку все предположительно продуктивные интервалы связаны с зонами вертикальной трещиноватости и расположены выше интервала глубин развития коры выветривания, ниже нее наличие признаков нефтегазонасыщения не отмечается.

Обоснование выделения перерыва в осадконакоплении в скважине Флеровская 2. В скважине Флеровская 2, так же, как и в скважине Гусихинская 1 интервал, проинтерпретированный при макро и микроописании пород как перерыв осадконакопления относится к началу третьего петромагнитного ритма (см. фрагмент схемы корреляции в статье А.А. Моровой, А.С. Семина в этом же сборнике). В терригенных породах Флеровской структуры на абсолютной отметке, отличающейся от интервала выделения коры выветривания на Гусихинской структуре, всего на один метр, фиксируются признаки, свидетельствующие о наличии значительного перерыва в осадконакоплении. В этом интервале развит алевролит песчанистый, мономинеральный кварцевый, наблюдается сильная трещиноватость, брекчированность материала. Многие кварцевые зерна имеют облачное погасание, развиты микростилолитовые швы, которые выполнены темным битумом и обогащены цирконом. Количество акцессорных минералов, среди которых преобладает циркон резко увеличивается по сравнению с выше и ниже лежащими интервалами, содержание циркона достигает 7 процентов от общей массы породы. Зона перерыва в осадконакоплении совпадает с границей водонефтяного контакта, выделенной по данным ГИС.

Попытки определения типа насыщения пород в разрезе скважины, а также пространственного расположения газонефтенасыщенных коллекторов, однозначно показывают приуроченность продуктивных интервалов к седиментационным вертикальным трещинам. Их седиментационная природа доказана отсутствием в подстилающих и перекрывающих отложениях трещиноватости; периодическом повторении в разрезе интервалов однотипных по литологии пород с вертикальной трещиноватостью - без нее имеющих массивную или слабопроявленную в пределах образца горизонтальную текстуру.

Резюмируя результаты проведенных исследований следует отметить что в первичном варианте сопоставления данных ГИС с результатами литолого-фациальных исследований были большие расхождения, связанные, по всей видимости, с неоднозначностью выделения корреляционных реперов по данным ГИС в смешанном типе разреза. В ряде случаев были выделены дополнительные осложняющие факторы – например, наличие зерен слюды и циркона, влияющих на данные радиоактивных методов или увеличение глинистой составляющей в известняке, который из-за этого

интерпретировался геофизиками как глина или аргиллит. Необходимость уточнения геологического строения разреза и выделение дополнительных к геофизическим реперам, литологических была вызвана необходимостью, возникшей при составлении схемы корреляции между скважинами. Данный пример проведения литолого-фациальных исследований керна демонстрирует возможности применения метода, представляет из себя решение повседневной производственной задачи и не претендует на научную новизну.

УДК 550.8

СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ ЛФИ, ГИС И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ ГУСИХИНСКАЯ 1 ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРИЧИН НЕСООТВЕТСТВИЙ МЕЖДУ НИМИ.

А.А. Морова, Ю.С. Дмитриева.

СамГТУ, Самара, Россия

andaluzit@mail.ru, julya-dm@yandex.ru.

При составлении корреляционной схемы между скважинами Гусихинская 1 и Флеровская 2 было выявлено несоответствие литологической разбивки между данными интерпретации ГИС, ГТИ и опорным литологическим разрезом, построенном при литолого-фациальных исследованиях керна. С учетом того, что в дальнейших проектных скважинах обоих месторождений отбор керна, не запланирован, становится актуальным вопрос выявления несоответствий между данными ГИС, литолого-фациальными и петромагнитными исследованиями. Возможность проведения последних рассматривается с привлечением в виде объекта исследований шлама вместо керна.

Целью исследований ставилось выявление причин несоответствий между данными литолого-фациальных, петромагнитных и геофизических исследований (ГИС) в скважине Гусихинская 1. Задачи исследований: сопоставление данных ГИС и относительных значений параметров петромагнитных исследований, выявление основных закономерностей между литологическим составом пород, характерным поведением петромагнитных кривых и данными ГИС.

Как уже было замечено ранее (см. статью А.А. Моровой и А.С. Семина), сопоставление данных литолого-фациальных и

петромагнитных исследований в процессе построения корреляционной схемы пласта Д4vb воробьевского горизонта между скважинами Гусихинская 1 и Флеровская 2, показало полное соответствие петромагнитных ритмов и литологической модели исследуемой части пласта, основанной на комплексном анализе керна. В большинстве случаев границы петромагнитных подразделений совпадают либо со сменой литологии, либо соответствуют перерывам в осадконакоплении, зафиксированным при описании керна. Во многих случаях эти зоны фиксируются проявленными осложнениями в процессе бурения, хорошо видимыми при анализе ежесуточных сводок с буровой, что дает основание в будущем делать прогнозы возможных технологических незапланированных документацией, случаев повышенной аварийности при строительстве ствола скважины. Для решения поставленных задач керн использовался как абсолютно надежный источник информации о литологическом строении разреза (вынос керна составляет 100%), данные остальных методов сопоставлялись с литологической колонкой, построенной по керну.

Результаты сопоставления ГИС и петромагнитных исследований.

Здесь и далее смотри рис.1.

Нулевой петромагнитный ритм(0). Интервал - 4293-4284.

По данным исследования керна интервал представлен глинистыми известняками, мергелями с прослоями аргиллитов.

Данные радиоактивного каротажа соответствуют литологическому описанию пород: высокие показания НГК, характерные для карбонатных пород. Высокие показания ГК обусловлены повышенным содержанием глинистого материала. Низкие значения водородосодержания на диаграмме соответствуют породам с низкой абсолютной пористостью.

Данные РК сопоставимы с данными петромагнитных исследований. Низкие значения остаточной намагниченности (J_n) характерны для чистых разностей известняка. Повышение значений связано с повышенным содержанием глинистого материала. Значения магнитной восприимчивости (k) и прирост магнитной восприимчивости после нагрева образцов до 500°C ($\Delta k = k_t - k$) контролируются примесью тонкораспыленного пирита.

Первый петромагнитный ритм (1). Интервал -4284-4277,5 (1).

Нижняя часть интервала представлена чередованием аргиллитов и глинистых известняков. Для аргиллитов характерны высокие показания ГК, минимальные показания на диаграммах НГК, резкое падение кажущихся сопротивлений, высокое водородосодержание.

Верхняя часть разреза представлена аргиллитами с тонкими прослоями мергелей, глинистыми известняками, алевролитами.

Для карбонатных пород характерны средние, высокие значения НГК, снижение показаний на диаграммах ГК. В прослоях аргиллитов показания ГК и водородосодержания возрастают. В мергелях также наблюдаются высокие показания ГК за счет высокого содержания глинистого материала (до 50-70%).

В прослоях аргиллитов возрастают показания J_n и k . Высокие значения k_t и Δk приходится на прослой мергеля, так как в них содержание пирита достигает 15-20%.

Нижняя граница петромагнитного ритма соответствует смене литологии пород, верхняя выражена литологически в смене типа слоистости, появлению сульфатной составляющей в породах, смене типа зернистости, сортировки и окатанности материала.

Второй петромагнитный ритм(2). Интервал - 4277,5-4274 (2).

Литологически интервал представлен алевролитами (нижняя часть разреза) и песчаниками (верхняя часть разреза).

В терригенных породах по сравнению с карбонатными породами значения J_n и k выше. Значения k_t и Δk немного ниже по сравнению с предыдущими интервалами, так как содержание пирита в данных образцах невелико.

Для алевролитов характерны повышенные показания ГК, для чистых песчаников – низкие. Однако при исследовании шлифов керна было выделено повышенное содержание акцессорных минералов (до 7%), таких как циркона и амфибола. В связи с этим возможно повышение радиоактивного фона данных пород.

По результатам литолого – фациальных исследований верхняя граница второго петромагнитного цикла соответствует интервалу значительного перерыва в осадконакоплении (см. статьи А.А. Моровой, А. С. Семина в этом же сборнике). На глубине, соответствующей выделенной по ЛФИ коре выветривания (а.о. 4274м), отмечаются резко увеличенные значения остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и падение коэрцитивной силы (H_{cg}). Литологическая модель не подтверждает предположения о том, что интервал повышенных значений J_{rs} , обусловлен интенсивным поступлением терригенного материала в бассейн осадконакопления. Этому противоречит лучшая сортировка и окатанность материала по сравнению с выше и ниже лежащими породами. Нами было сделано предположение об обогащении предполагаемой коры выветривания кварцевых песчаников слабомагнитным минералом. По ассоциации с цирконом, которого в породе наблюдается около семи процентов, можно предположить наличие ильменита. Специальных исследований, позволяющих точно определить минеральный состав акцессориев не проводилось, циркон определен при изучении пород под поляризационным микроскопом.

Третий петромагнитный ритм(3). Интервал -4274-4266,3 (3).

Интервал состоит из трех частей: терригенной-карбонатной-терригенной. Верхняя часть ритма совпадает со сменой литологии.

Нижняя часть разреза интервала представлена песчаниками с высоким содержанием циркона (до 7%), глинистый материал

распространен по трещинам. Возможно, это является причиной повышенных значений J_n , k , J_{rs} . Также по керну выделены аргиллиты.

Для карбонатной части разреза характерны повышенные значения на диаграммах НГК, на ГК выделено понижение показаний (однако такие значения более характерны для глинистых известняков). Низкое водородосодержание, повышено сопротивление на диаграммах КС. Повышены показания J_n , k , возможно из-за глинистости.

Верхняя терригенная часть интервала представлена переслаиванием аргиллитов и песчаников, в кровле пачка алевролитов. Переслаивание аргиллитов и песчаников по диаграммам ГИС не определено из-за тонких прослоев песчаника (менее 40 см). Пачка алевролитов достаточно четко определяется: средние (высокие) показания на диаграммах НГК, средние (высокие) показания ГК, повышенные сопротивления, низкое водородосодержание. По петромагнитным параметрам: k – низкие значения, Δk и J_n – невысокие, средние значения. В целом характерные показания для данного типа пород.

Нижняя терригенная часть разреза интервала 3 и 2 петромагнитный интервал расчленены на основе исследований керна и петромагнитных исследований. Данные ГИС в данном случае малоинформативны. По РК – высокие показания на ГК, низкие на НГК; высокое водородосодержание, понижены сопротивления на диаграммах КС. Данная пачка пород по данным ГИС однородна и выглядит как глины.

Четвертый петромагнитный ритм(4). Интервал - 4266,3-4256 (4).

«Мощная» толща песчаника по диаграммам ГИС выделена по средним и высоким показаниям на диаграммах НГК, повышенные сопротивления на диаграммах КС, средние значения водородосодержания! (характерно для коллекторов), показания ГК повышены. Увеличение амплитуды кривой ГК возможно из-за суммарного влияния глинистости породы, повышенной содержания циркона, битумизация породы. Показания J_n и k типичные для данного типа пород. В верхних прослоях песчаника выявлена сильная пиритизация как на основе изучения керна под биноклем, так и на основе петромагнитных исследований! Прослеживается связь увеличения количества тонкораспыленного пирита в покрышках продуктивных интервалов, что отражается в резком увеличении значений термокаппы в одной – двух точках.

Основные выводы и закономерности:

Проведенные исследования показали, что причины несоответствий между данными литолого-фациальных, петромагнитных и геофизических исследований (ГИС) в скважине Гусихинская 1 связаны с неоднозначностью интерпретации сложнорасчлененного разреза смешанного типа. Повышенные значения ГК отмечались в интервалах наличия в разрезе значительного количества циркона и акцессорных минералов. Сопоставление данных ГИС и относительных значений параметров петромагнитных исследований показывает, что оба метода не противоречат, а взаимно дополняют друг друга

и при необходимости могут быть использованы для расчленения разрезов скважин с записью петромагнитных параметров прямо на буровой. Выявленные закономерности между литологическими особенностями пород, характерным поведением петромагнитных кривых и данными ГИС доказали возможность выделения в разрезе перерывов в осадконакоплении. Это дает возможность уточнять стратиграфические границы (как правило, перерывы в осадконакоплении совпадают с границами стратиграфических подразделений разных рангов), выделять аварийные зоны повышенной опасности, которые также, как показывает практика совпадают с границами петромагнитных ритмов и подритмов, а также делать прогноз относительно насыщения пород и возможной миграции углеводородов в горизонтальном направлении вдоль разуплотненной зоны перерывов в осадконакоплении.

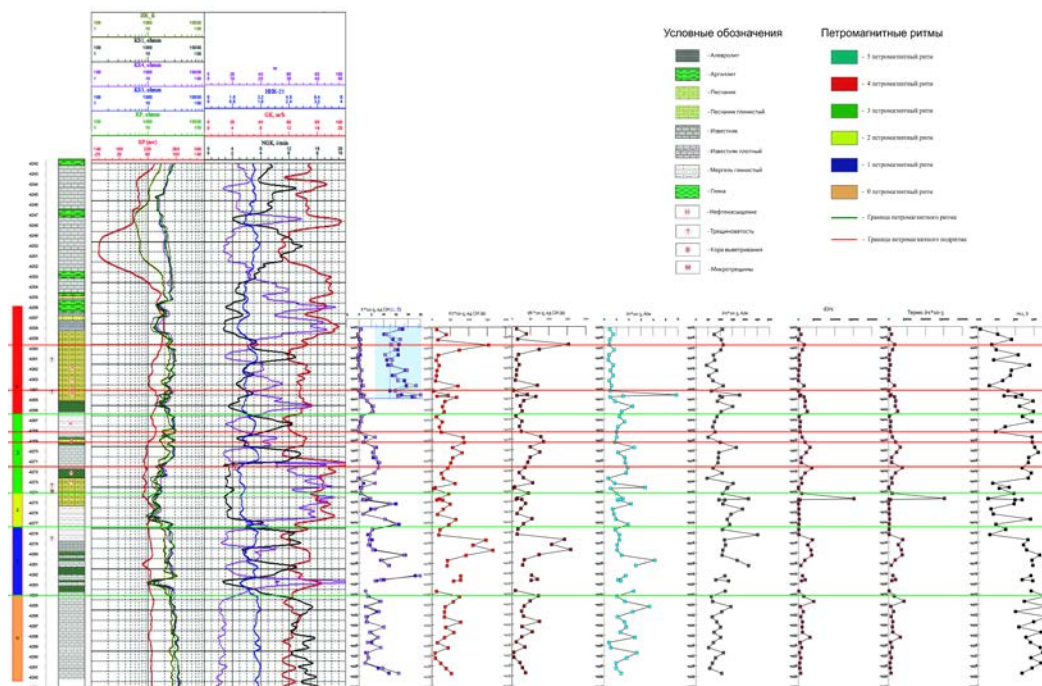


Рис 1 – Фрагмент корреляционной схемы, скважина Гусихинская №1. Сопоставление данных ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований

УДК 622.276

КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ И СМАЧИВАЕМОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Р.Т.Ахметов, В.В.Мухаметшин, А.В.Андреев

*Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г.Октябрьском,*

г. Октябрьский, Россия

vsh@of.ugntu.ru

THE COEFFICIENT OF REPLACEMENT AND WETTABILITY OF PRODUCTIVE LAYERS

R.T.Akhmetov, V.V.Mukhametshin, A.V.Andreyev

*Department of FSBEI «Ufa State Petroleum Technological University» in
Oktyabrskiy,*

the Russian Federation,

vsh@of.ugntu.ru

На величину остаточной нефтенасыщенности оказывает большое влияние неоднородность сечения поровых каналов вдоль линий фильтрации нефти. Чем больше разница в размерах пор и межпоровых сужений вдоль фильтрационных каналов коллектора, тем интенсивнее будет происходить дробление нефти на границе расширений (пор) и сужений (межпоровые каналы), тем худшие условия создаются для вытеснения нефти водой.

По мнению многих исследователей на величину остаточной нефтенасыщенности основное влияние оказывает именно соотношение сечений пор и межпоровых сужений. Поэтому в рамках простой капиллярной модели пустотного пространства обоснование коэффициента вытеснения не представляется возможным [1-4].

Для обоснования коэффициента вытеснения нефти водой нами предлагается использование модели капилляров переменного сечения: цепочки пор и межпоровых сужений (макро- и микрокапилляров) [5].

Наши исследования показывают, что соотношение сечений пор и межпоровых сужений определяется величиной эффективной пористости коллектора. Сопоставление коэффициента вытеснения с величиной, обратной эффективной пористости по ряду месторождений Западной Сибири, Пермского края и Республики Татарстан показали наличие тесной корреляционной связи между указанными параметрами.

Смачиваемость коллекторов также оказывает существенное влияние на процесс вытеснения нефти водой. Характер распределения флюидов в пустотном пространстве как до начала, так и в процессе и после вытеснения нефти водой является функцией смачиваемости [6-9].

Коэффициент вытеснения зависит от значений остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности, а эти параметры, в первую очередь, определяются смачиваемостью продуктивного пласта. С возрастанием степени гидрофобизации коллектора остаточная (реликтовая) водонасыщенность уменьшается, а остаточная нефтенасыщенность наоборот, возрастает. Кроме того, характер смачиваемости оказывает существенное влияние на фазовые проницаемости для нефти и воды [10, 11].

Рассмотрим характер распределения гидрофильных и гидрофобных участков на поверхности поровых каналов.

В предельно-нефтенасыщенном пласте неэффективные поровые каналы как правило гидрофильны и заполнены водой. Наиболее тонкие эффективные поровые каналы (микрокапилляры), заполняемые водой в процессе естественной пропитки образца очевидно являются полностью гидрофильными. У этих капилляров поверхность покрыта пленкой остаточной воды, а в центральной части находится подвижная нефть.

Основная часть пустотного пространства представлена чередованием пор и межпоровых каналов. По нашему мнению, микрокапилляры полностью гидрофильны и содержат на поверхности пленку остаточной воды, а макрокапилляры (поры) – практически полностью гидрофобны. Данная часть пустотного пространства заполняется водой лишь после дополнительного принудительного заводнения. Крупные поровые каналы, как правило, гидрофобизированы под влиянием высокомолекулярных соединений нефти. Это подтверждается тем, что они заполняются в процессе самопроизвольной пропитки моделью нефти (керосином).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахметов Р.Т.* Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, Л.Е. Кнеллер // Каротажник. - 2013. - №7. - С. 75-88.
2. *Ахметов Р.Т.* Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - №12. -С. 39-42.

3. *Ахметов Р.Т.* Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2012. - №1. - С. 341-352.

4. *Ахметов Р.Т.* Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов // Нефтегазовое дело. - 2012. - №10-2. - С. 87-89.

5. *Ахметов Р.Т.* Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. - №5. - С. 31-35.

6. *Хабаров А.В.* Моделирование нефте- и водонасыщенности коллекторов по данным капилляриметрических исследований керна / А.В. Хабаров, Я.Е. Волокитин // НТВ «Каротажник». - 2009. №12.- С. 157-161.

7. *Мухаметшин В.В.* Оценка потенциальных добычных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным / В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 61-64

8. *Мухаметшин В.Ш.* Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2011. - Т. 9. - №3. - С. 11-12.

9. *Мухаметшин В.Ш.* Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2011. - Т. 9. - №4. - С. 47-50.

10. *Мухаметшин В.Ш.* Повышение эффективности использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Ш. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев // Нефтегазовое дело. – 2015. - Т. 13. - №4. - С. 122-125.

11. *Ахметов Р.Т.* Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. - 2016. - Т. 15. - №2. - С. 34-37.

УДК 550.8

МЕДНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ В ПРОЯВЛЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

И.С. Ламзин, А.С. Трошкин, Н.А. Лихопоев, В.В. Гусев, М.П. Бортников

СамГТУ, Самара, Россия

lamzin-ivan@mail.ru

Troshinlesha@mail.ru

Likhopoenko@mfil.ru

vlqusev53@mail.ru

Медные рудопроявления в пермских отложениях восточной части Русской Платформы известны на территориях Кировской и областей, а также в республиках Удмуртия, Татарстан и Башкортостан. образуют Западно-Уральскую меднорудную металлогеническую провинцию и прослеживаются вдоль западного склона Урала с севера на юг на 300 км при ширине 130 км. (Рис 1). Стратиграфически, месторождения подчинены к уфимскому, казанскому, частично уржумскому и северодвинскому ярусам. Медные руды литологически представлены в породах песчаникового типа (медистые песчаники, конгломераты, гравеллиты), а также глинистыми и глинисто-карбонатными разновидностями (шиферные руды – медистые глины, аргиллиты, мергели и известняки).

Схема расположения рудопроявлений меди в Приуралье



Рис. 1

Наиболее интересными, на наш взгляд, являются сообщения о находках медной минерализации в центральной части Самарской области на Самарской Луке. [1,2,3] Считается, что источником меди были здесь привозные руды. Однако, находки медной минерализации в карьере карбонатных пород Яблоневого Оврага, находящемся всего в шести километрах от Муромского городка, поставили под сомнение вывод о привозных рудах.

Чтобы понять процесс накопления меди в пермских породах, нужно заглянуть в далекое прошлое Самарского региона на многие десятки миллионов лет назад. Академик А. Е. Ферсман, автор увлекательнейшей “Занимательной минералогии”, именем которого назван крупнейший в России минералогический музей, писал: “начну описание с артинских горизонтов, т. е. с тех прибрежных, частью даже материковых отложений, которые отвечают времени максимального подъема Урала и которые накапливались в виде песчаников, глин и конгломератов на берегах моря, окаймлявших молодой хребет. Под влиянием горообразующей деятельности обособлялись отдельные заливы более глубокого на западе моря и огромные количества гипса и соли концентрировались на дне бассейнов, напоминая ту геохимическую картину, которая рисуется в настоящее время в той озерно-степной полосе, которая простирается вдоль Крымо-Кавказкого мезозойского третичного хребта. Эти слои гипса и соли многократно перекрывались глинистыми и песчаными наносами, сносимыми бурными водами дождей или навеваемыми пылью, а в верхних горизонтах частично должны были накапливаться калиевые соли.

В то время как суша с ее материковыми и пресноводными процессами завладела большей частью пермского моря, прекратившаяся горообразовательная деятельность проявлялась лишь в возникновении меридиональных сбросов, и в эпоху уфимских отложений пестрая и красная серия песчаных и частью мергелистых пород покрыла морские осадки пермокарбона. По-видимому, в эти же моменты шло разрушение молодой Уральской цепи, и одновременно с выносом реками механических продуктов гипергенеза шли растворение и перенос растворимых солей в те мелкие частью соленые, частью пресноводные бассейны, которые то тут, то там должны были возникать в пустынной низине на запад от Урала. В этих условиях изменчивых неглубоких водоемов ищут сейчас разгадку тех больших скоплений металлов меди, ванадия и хрома, которые известны не только в предгорьях Урала, но и за сотни верст от него среди песчано-глинистых осадков.

При геохимическом обзоре меди и ее соединений А. Е. Ферсман уточняет, что “этот металл играет огромную роль в песчаниках приуральской толщи, причем главное его распространение должно быть отнесено к верхам Уфимского яруса. По-видимому, было бы неправильно приурочивать скопления медных соединений к одному строго определенному горизонту, так как, очевидно, накопление меди связано с довольно длительной фазой геохимического процесса, в разных местах в разное время осаждавшего сингенетически медь в мелководных высохших соляных бассейнах. Хотя подавляющее число наблюдений говорит за связь медных руд с уфимским ярусом, тем не менее, ряд вполне вероятных отдельных наблюдений заставляет связывать их в некоторых случаях с казанским или даже низами татарского, так что в некоторых районах возможно нахождение нескольких медных горизонтов, отстоящих на десятки метров... До сих пор основными медьсодержащими минералами этого района считались: пирит с содержанием

меди, халькозин, халькопирит и вторичные продукты их катагенеза и гипергенеза – малахит, азурит.

Источником поступления меди в казанский морской бассейн являлись продукты разрушения Урала, имевшие в отдельные периоды повышенные содержания металла. Перенос меди в бассейн осуществлялся в виде растворов, взвесей, или коллоидов. Изменение водородного потенциала в бассейне седиментации приводило к выпадению меди в осадок.

Большинство из изученных медепроявлений характеризуется невысоким содержанием (первые десятые доли процента). Распределение медепроявлений в процентах по стратиграфическим подразделениям казанского яруса и литологическим разновидностям пород выглядит так: 82% из известных рудопроявлений встречено в отложениях нижнеказанского подъяруса, в том числе в породах нижней пачки 24%, средней – 19% и верхней – 38%. На отдельных участках в разрезе фиксируется до 4 меденосных пластов с бедной и убогой минерализацией. Наиболее высокое среднее содержание отмечено в песчаниках и глинах, самое низкое – в карбонатных породах. Более всего рудопроявлений связано с песчаниками (46%), затем с глинами и алевролитами (по 21%) и менее всего с известняками (12%). Форма выделения медистых минералов в казанских отложениях самая различная. По В. А. Полянину, встречается: 1 – рассеянная, минералогически не обособленная примесь меди, адсорбированная глинистыми минералами, 2 – микроконкреционные выделения, 3 – фитоморфозы по обуглившейся древесине или вкрапления вокруг нее, 4 – желвачно-конкреционные выделения, 5 – пленочно-прожилковая и рассеянно-вкрапленная форма по макро и микротрещинам, 6 – секреционные выделения в корочках и друзах на стенках полостей микропор.

К распространенным минералам меди в этих отложениях Л. М. Миропольский относил малахит и азурит, к редким – ковеллин, халькопирит, брошентит и самородную медь. Работами В. А. Полянина и других исследователей установлено, что такие минералы как ковеллин, халькозин, куприт и борнит распространены в рудах довольно широко, а иногда преобладают. В горных выработках и обнажениях минерализация представлена малахитом, азуритом, конкрециями куприта и халькозином, который обычно присутствует в тонко рассеянном состоянии.

В составе Западно-Уральской меднорудной провинции выделяется Вятско-Камская меденосная полоса, которая простирается с Северо-Запада на Юго-Восток на расстояние около 400 км от юга Кировской области через Татарстан, в пределы Башкирии и востока Оренбургской области, географически задевая северо-восточную часть Клявлинского района Самарской области. На этой территории, общей площадью более

30 000 км² в настоящее время известно более 500 мелких месторождений и рудопроявлений меди, приуроченных к различным по возрасту отложениям верхней Перми, преимущественно казанского яруса (см. Рис.1).

Медной минерализацией в Яблонеовом овраге занимались многие геологи: И.С. Муравьев, Н.В. Ермошкин, Е.С. Шуликов [3], но, а сейчас это место мало исследуемо по причине закрытия известнякового карьера в Яблонеовом овраге и невозможностью проводить сбор информации для научно-исследовательской работы.

По данным предшествующих исследователей в 60-е годы на Яблонеовоовражском месторождении карбонатных пород была вскрыта довольно мощная, секущая разновозрастные карбонатные отложения “жила” (трещина), протянувшаяся на значительное расстояние. Стенки “жилы”, по свидетельству очевидцев, были усыпаны малахит-азуритовыми щетками. Наиболее часто встречающееся максимальное содержание меди колеблется в пределах 1-5%, хотя в отдельных пробах содержание меди достигало 13% и более. Максимальному содержанию меди в породах обычно соответствует и максимальное содержание меди в водах (до 1,5 мг/л) и в сухих остатках (до 0,02%). В водах верхнепермского комплекса содержание меди довольно высокое. Так, если по данным Ю. Ю. Бугельского (1962) рудничные воды в аридном климате содержат 0,2 мг/л меди, то среднее содержание меди в водах верхнепермского комплекса колеблется в пределах 0,2-0,75 мг/л, значительно превышая цитируемые цифры. С медью часто встречаются повышенные содержания серебра (до 100 г/т), свинца (до 0,07-0,1%), реже селена и рения. Интересна закономерность, что отношение Re: Си довольно близко к рудам знаменитого Джезказганского месторождения, а отношение Re :Os в изученных образованиях на порядок выше, чем в рудах Джезказгана [1].

Примечательно, что, во-первых, минералы меди встречаются среди карбонатных пород (шиферные руды), а во-вторых, относятся они не к пермским, а к верхнекаменноугольным отложениям, что сразу ставит под сомнение уральский источник поступления вещества. Встреча медных минералов описана в двух слоях. Слой 7 мощностью до 15 м залегает в кровле зоны *Rauseritesquasiarcticus* дорогомилловского горизонта касимовского яруса. Он представлен доломитами неравномерно известковистыми, серыми, мелкокристаллическими, толстослоистыми до массивных. В верхней части слоя (1,3-1,5 м) отмечаются медепроявления в виде корочек и налетов в пустотах и трещинах породы- малахита и азурита. Слой 8 мощностью 8 м залегает в подошве зоны *Triticitesrossicus* – *Rauscritesstuckenbergi* добрятинского горизонта гжельского яруса. Он представлен известняком серым, мелкокристаллическим до пелитоморфного, неяснослоистого, с мелкими конкрециями и стяжениями кремня. В конкрециях иногда находятся раковинки фораминифер. В слое на разных уровнях встречаются линзы органогенно-фузулинового известняка. На восточной стороне карьера в пограничной зоне с нижележащим слоем местами распространены по

трещинам и кристаллам вторичного кальцита минералы меди (азурит, малахит) и карбонатные брекчии.

В 2012 г. медная минерализация в карьере Яблоневого Оврага была обследована сотрудниками кафедры «Геология и геофизика» СамГТУ. Образцы, содержащие медные минералы, были отобраны в восточной части на склонах карьера (Рис.2). Рудная минерализация встречается среди карбонатных пород (шиферные руды) верхнекаменноугольных отложений гжельского яруса. Вмещающие породы представлены известняком серым, мелкокристаллическим до пелитоморфного, неяснослоистым (Рис.3). Целью данной работы было исследование медного оруденения Яблоневого Оврага и уточнение его минерального состава.



Рис. 2 Обнажения карбонатных пород в Яблоневом овраге



Рис. 3. Медная жила по тектонической трещине в карбонатных породах



Рис.4. Фотография исследуемого образца

Дифференциальный термический анализ проводили на дериватографе Q-1500D фирмы MOM с использованием платинородиевой термопары в интервале температур от 20 до 1000 °С; в качестве эталонного вещества использовался оксид алюминия. Скорость нагрева образцов в основном составляла 5 °С/мин (реже использовали режимы 2,5 и 10 °С/мин).

Термограмма для зеленого участка медного оруденения представлена на рис.5. Съемку дифрактограмм проводили с помощью рентгеновского дифрактометра «ДРОН-2» на излучении CuK [6]. Для интерпретации результатов, полученных вышеперечисленными методами, использовали сведения работ. По результатам рентгенофазового анализа (табл. 1, столбцы 3, 4), а также данным дифференциального термического анализа, по наличию на кривых ДТА, высокотемпературного эндотермического эффекта в интервале температур 890-950 °С нами был диагностирован кальцит. Наличие кварца было подтверждено рентгенофазовым анализом (см. табл. 1, столбцы 5, 6). Присутствие в пробах малахита и азурита было установлено данными как рентгенофазового анализа (см. табл. 1, столбцы 7-10), так и дифференциального термического анализа. Следует отметить, что термические эффекты малахита и азурита сходны между собой и проявляются на кривой ДТА интенсивными эндоэффектами в областях от 280 до 500 °С и при температуре свыше 1000 °С. Для малахита низко температурный эффект протекает в температурном интервале от 280 до 420 °С, а для азурита – при температурах 300-500 °С, при этом происходят дегидратация, разложение структур минералов и диссоциация карбонатов меди с удалением CO_2 . Высокотемпературный эффект при 1000-1100 °С для данных минералов сопровождается разложением CuO . Содержание сульфидных минералов – пирита, ковелина и борнита – в образцах было определено нами по наличию экзотермических эффектов, отвечающих окислению этих минералов на кривых ДТА в диапазоне температур от 300 до 700 °С. Для пирита характеристический пик, соответствующий началу экзо эффекта, проявляется при 380 °С, данный эффект связан с окислением пирита до α -гематита ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$); для ковелина (CuS) характеристический пик, соответствующий началу экзо эффекта, проявляется при 300 °С, данный эффект связан с окислением ковелина до CuO и Cu_2O ; для борнита характеристический пик, соответствующий началу экзоэффекта, проявляется при 350 °С, данный эффект связан с окислением борнита и образовани- ем Cu_2O , $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ и SO_3 , между которыми возможно взаимодействие с образованием сульфатов, которые затем разлагаются. Наличие ковелина и борнита было подтверждено также присутствием соответствующих пиков на дифрактограммах исследуемых образцов (см. табл. 1, столбцы 11-14).

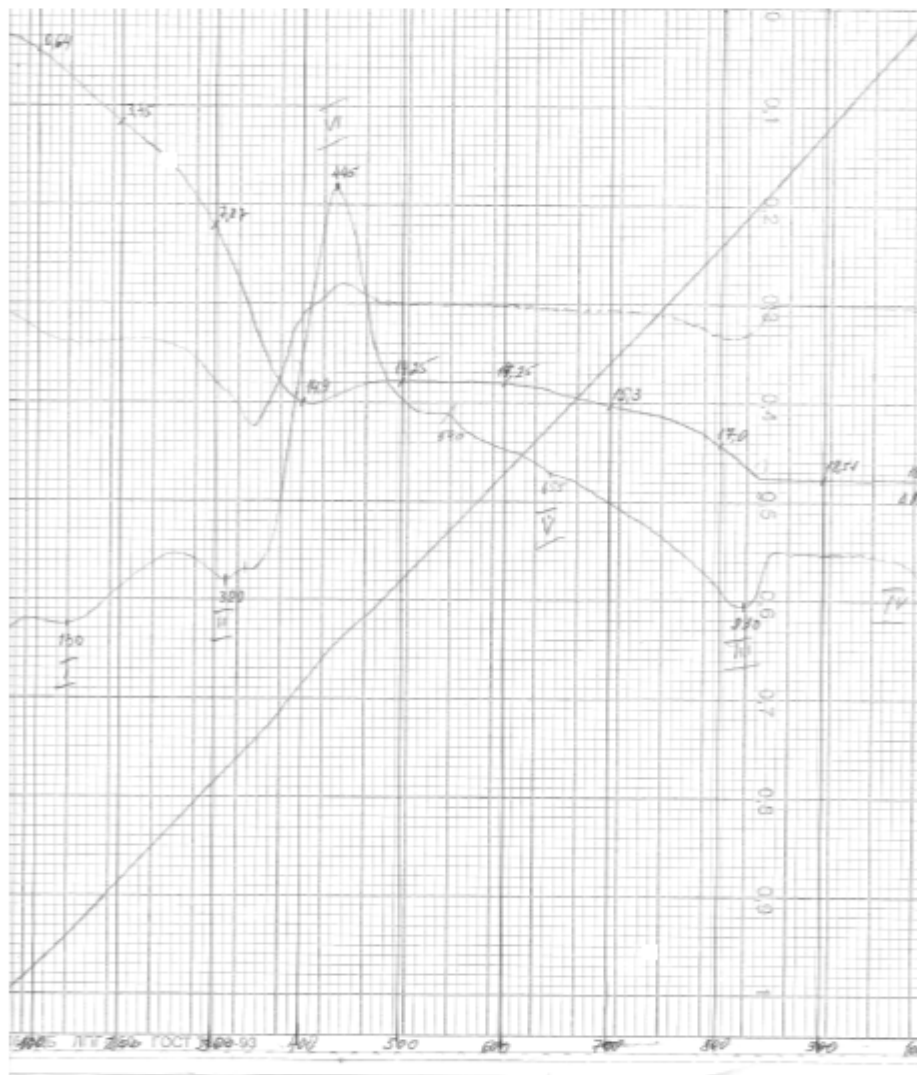


Рис. 5. Термограмма для зеленого участка медного оруденения

Окислы и гидроокислы меди и железа – тенорит CuO , гематит Fe_2O_3 и гидрогетит $\text{HFeO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – были определены нами в составе проб по следующим эффектам на кривых ДТА: тенорит CuO – по эндоэффекту при $1000\text{--}1120^\circ\text{C}$, сопровождающемуся разложением CuO ; гематит Fe_2O_3 – эндоэффектом при $640\text{--}680^\circ\text{C}$, отвечающим переходу $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ в $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$; гидрогетит $\text{HFeO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ – эндоэффектом при $50\text{--}200^\circ\text{C}$, связанным с удалением воды, и эндоэффектом при $280\text{--}400^\circ\text{C}$, отвечающим дегидратации и разрушению структуры гетита до $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$, который далее претерпевает превращение, характерное для гематита. Наличие вышеперечисленных

окислов и гидроокислов меди и железа было подтверждено также данными рентгенофазового анализа (табл. 2, столбцы 15-20).

[Таблица 1]

Результаты рентгенофазового анализа образцов

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогётит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
5.79	8					5.77	60												
5.21	5							5.2	100										
4.87	10					4.87	60												
4.62	1																	4.61	20
4.49	5					4.51	20												
4.23	2			4.24	50														
4.17	3																	4.17	100
4.06	3					4.07	40												
3.85	3	3.849	20																
3.66	12					3.64	80	3.67	100							3.65	30		
3.55	4							3.53	100										
3.38	1																	3.38	30
3.32	20			3.34	100					3.33	40	3.31	80						
3.23	2									3.24	60								
3.15	3					3.12	40	3.12	40			3.16	80						
3.025	100	3.03	100							3.04	80								
2.95	4							2.94	40										
2.82	18					2.82	100	2.82	40	2.81	100								
2.75	10					2.73	40					2.74	80	2.74	40				
2.70	5									2.71	80					2.7	100	2.69	80
2.58	1																	2.58	30

Продолжение табл. 1

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогётит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
2.52	12							2.54	100			2.51	60	2.53	100	2.51	100		
2.49	8	2.49	50			2.49	80												
2.445	8			2.45	50											2.43	30	2.45	100
2.32	2			2.231	40			2.35	60	2.3	60			2.32	100				
2.28	20	2.277	60	2.28	50			2.28	80										
2.26	8					2.26	40											2.25	40
2.23	3							2.24	80										
2.19	1															2.20	60	2.189	60
2.16	3					2.16	40	2.18	40										
2.10	3	2.088	70	2.123	50	2.09	40	2.12	40	2.09	20	2.103	40						
2.03	3					2.03	40			2.03	40					2.03	10		
1.99	2							2	80										
1.97	1			1.975	40	1.97	40												
1.94	3							1.945	80					1.95	10				
1.90	10	1.912	80					1.90	20	1.89	100	1.904	40						
1.86	3	1.869	90			1.86	40							1.86	80	1.84	70		
1.81	2			1.813	90			1.825	80										
1.75	2					1.76	20	1.76	60										
1.71	4							1.71	20	1.72	80			1.71	60			1.719	80
1.68	5															1.69	80	1.692	20
1.67	4			1.668	50	1.664	60					1.67	20						
1.645	1			1.656	20			1.64	20			1.65	60			1.64	20	1.65	10

Эксперимент. значения		Кальцит		Кварц		Малахит		Азурит		Ковеллин		Борнит		Тенорит		Гематит		Гидрогётит	
d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I	d	I
1.62	2	1.626	20			1.625	50												
1.60	1	1.601	60					1.593	60							1.60	30	1.60	20
1.56	2					1.553	50	1.56	40	1.55	80	1.57	40					1.56	60
1.53	3			1.539	90							1.53	40						
1.51	10	1.52	60			1.509	90											1.51	40
1.507	5					1.509	90	1.51	60					1.501	80				
1.496	3							1.49	40							1.48	7		
1.474	3	1.473	30							1.46	40								
1.458	3			1.45	40	1.46	60									1.45	70	1.454	40
1.442	2	1.44	50					1.43	40										
1.415	5	1.418	40			1.416	50					1.411	40	1.41	80				
1.385	3			1.38	80			1.38	40	1.38	40							1.395	20
1.37	3			1.37	90	1.379	20					1.369	80	1.37	80			1.36	10
1.34	2					1.345	40	1.35	40	1.34	60	1.337	40			1.35	30		

Таким образом, методами дифференциального термического и рентгенофазового анализов было установлено, что изученные образцы имеют полиминеральный состав и представлены малахитом, азуритом, пиритом, ковеллином, борнитом, теноритом, гематитом, гидрогётитом, кальцитом и кварцем [5,6,7].

Результаты рентгеноструктурного анализа приведены на рис. 5.

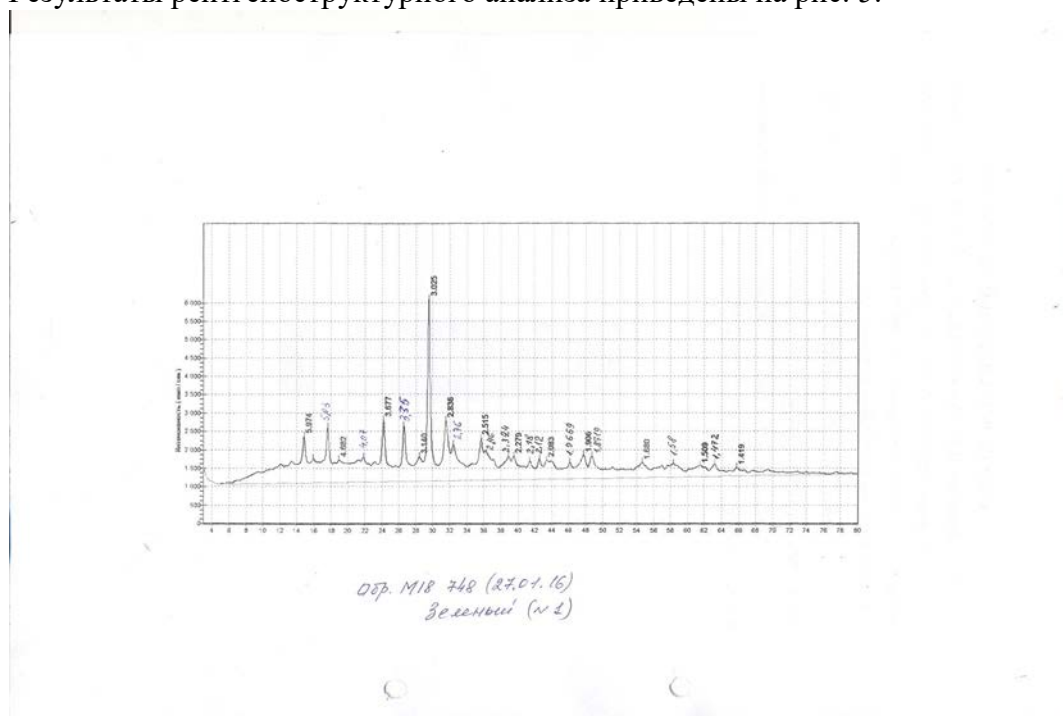


Рис. 5. Результаты рентгеноструктурного анализа

Кальцит d: 3,025 2,49 2,28 2,28 2,08 1,91 1,87; Кварц d: 3,35 2,28 2,12
Малахит d: 2,83 1,509 2,51 5,97 3,68 3,14; Доломит d: 2,84 3,68 2,18

Так же данный образец был проверен на радиоактивность и получили: 15 мкР/ч

Вопрос о происхождении медной минерализации Яблоневого Оврага остается открытым. Одни авторы считают источником поступления меди в пермские морские бассейны продукты разрушения Уральских гор. Перенос меди осуществлялся, по их представлениям, в виде растворов, взвесей, или коллоидов. Изменение водородного потенциала в бассейне седиментации приводило к выпадению меди в осадок. В процессе накопления меди существенную роль играли микроорганизмы, и особенно сорбционные процессы. Приуроченность меди к местам скопления растительных остатков подчеркивает восстановительную обстановку процессов диагенеза. Большое влияние на перераспределение и образование высоких концентраций меди играли процессы инфильтрации. Однако обнаружение минерализации каменноугольных отложений ставит под сомнение представления об уральском источнике меди [4].

Нельзя исключать роль в процессах концентрации меди эндогенных факторов. Каналами поступления эндогенных флюидов, например, могли быть разрывные нарушения (в частности Жигулевский разлом), по которым металл поступал из нижележащих отложений (возможно, из пород фундамента) и попадал в общий круговорот вод района. В качестве доказательства вертикальной миграции вод можно привести факты поступления воды из нижележащих (доверхнепермских) отложений на отдельных участках развития разрывной тектоники, о чем свидетельствует появление в сухих остатках вод элементов (молибден, сурьма, олово), не встречающихся в верхнепермских породах, а также появление хлоридных вод (Усольские соляные ключи) среди гидрокарбонатных, характерных для верхнепермских образований.

Кроме того, высказываются предположения и приводятся доказательства (Ф.М. Вольфсон, В.В. Архангельский, 1973) в пользу вообще гидротермального происхождения «медистых песчаников» [1,4].

Что касается минералогических исследований медного оруденения Яблоневого Оврага, в ходе проделанной работы методами дифференциального термического и рентгенофазового анализов, что изученные образцы представлены следующими минералами: малахитом, азуритом, пиритом, ковеллином, борнитом, теноритом, гематитом, гидрогетитом, а также кальцитом и кварцем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Небритов Н.Л.* Краткая история добычи и изучения меди Среднего Заволжья и Западного Приуралья // Краеведческие записки. Вып. XI. – Самара, 2003.
2. *Гулько А.А.* Медные выработки окрестностей села Глазово в Татарстане.

Спелеология Самарской области. Вып. 6. – Самара, 2011.

3. *Муравьев И.С., Ермошкин Н.В., Шуликов Е.С.* Верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения Самарской Луки. – Казань, 1983. – 127 с.

4. *Гусев В.В., Бортников М.П., Татарина Е.Э.* Медная минерализация карбонатных отложений Самарской области. Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том 2 / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – 16с.

5. *Иванова В.П., Касатов Б.К., Красавина Т.Н. и др.* Термический анализ минералов и горных пород. – Л.: Недра, 1974. – 399 с.

6. *Михеев В.И.* Рентгенометрический определитель минералов. – М.: ГНТИЛ по геологии и охране недр, 1957. – 835 с.

7. *Бородаев Ю.С., Еремин Н.И., Мельников Ф.П. и др.* Лабораторные методы исследования минералов, руд и пород. – М.: МГУ, 1988. – 288 с.

УДК 553.98

ПРОИСХОЖДЕНИЕ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА И КОНТИНЕНТА АНТАРКТИДА

¹*М.Д. Малыхин,* ²*М.М. Ежикова.*

¹*СамГТУ,* ²*ООО «СамараНИПИнефть»*

г. Самара, Россия

[*tola21@yandex.ru,*](mailto:tola21@yandex.ru)

[*m-ashany-a@mail.ru.*](mailto:m-ashany-a@mail.ru)

Введение.

Изучению фигуры Земли и особенностям строения ее поверхности посвящена обширная литература, в которой, к сожалению, в достаточной степени не раскрыты процессы и движущие силы, способствующие их формированию.

Вполне возможно, авторы, занимавшиеся изучением планеты, не ставили перед собой задачу провести подробный анализ современных представлений об эволюции Земли.

В представленной работе сделан анализ ротационных процессов, влияющих на форму поверхности Земли. Показана их роль в формировании облика планеты.

Влияние ротационных процессов на облик Земли.

В настоящее время опубликован ряд статей объясняющих роль гравитационного поля и, ротационных процессов, влияющих на форму поверхности земной коры [3, с.220-253, 4, с 59-64].

При анализе материалов, в которых рассматриваются планетарные процессы, влияющие на форму Земли, сделан вывод: определяющую роль в формировании поверхности Земли играют реальные ротационные заслуживающие внимания:

- вращение небесного тела вокруг своей оси, осложненное процессией оси вращения [4, с.59-64].
- вращение небесного тела вокруг центра нашей Галактики.

Представляет интерес оценить влияние каждого из указанных процессов на планету Земля.

Вращение Земли вокруг своей оси

Рассмотрим историю развития Земли от Пангеи (единый материк, сформировавшийся 240 млн. лет назад) до настоящих дней. В соответствии с исследованиями А. Вегенера [1, с.56-71], материк Пангея возник в позднем протерозое и просуществовал до первой половины мезозоя. Затем материк Пангея начал трансформироваться, и в триасе - юре произошел его раскол и началось расползание отдельных блоков, вследствие чего сформировались на севере материк Лавразия, на юге - Гондвана, а между ними образовались океаны Тетис (Индийский океан) и Атлантический (его южная часть). В последующем (примерно сто миллионов лет назад), происходит распад Лавразии и Гондваны, их трансформация, что привело к возникновению современных очертаний континентов.

При изучении данного вопроса было обращено внимание на изменение облика планеты за время от зарождения Пангеи до настоящих дней. Как известно, Пангея занимала некоторый сектор на поверхности планеты от северного полюса до южного. Обнаружено, что на северном полюсе наблюдался океан, а на южном существовал материк, который по форме, в достаточной степени, совпадает с нынешней Антарктидой. Следует отметить, что с момента разделения Лавразии и Гондваны и по настоящее время местоположение и форма континента Антарктида на юге планеты оставались практически неизменными (рис.1).

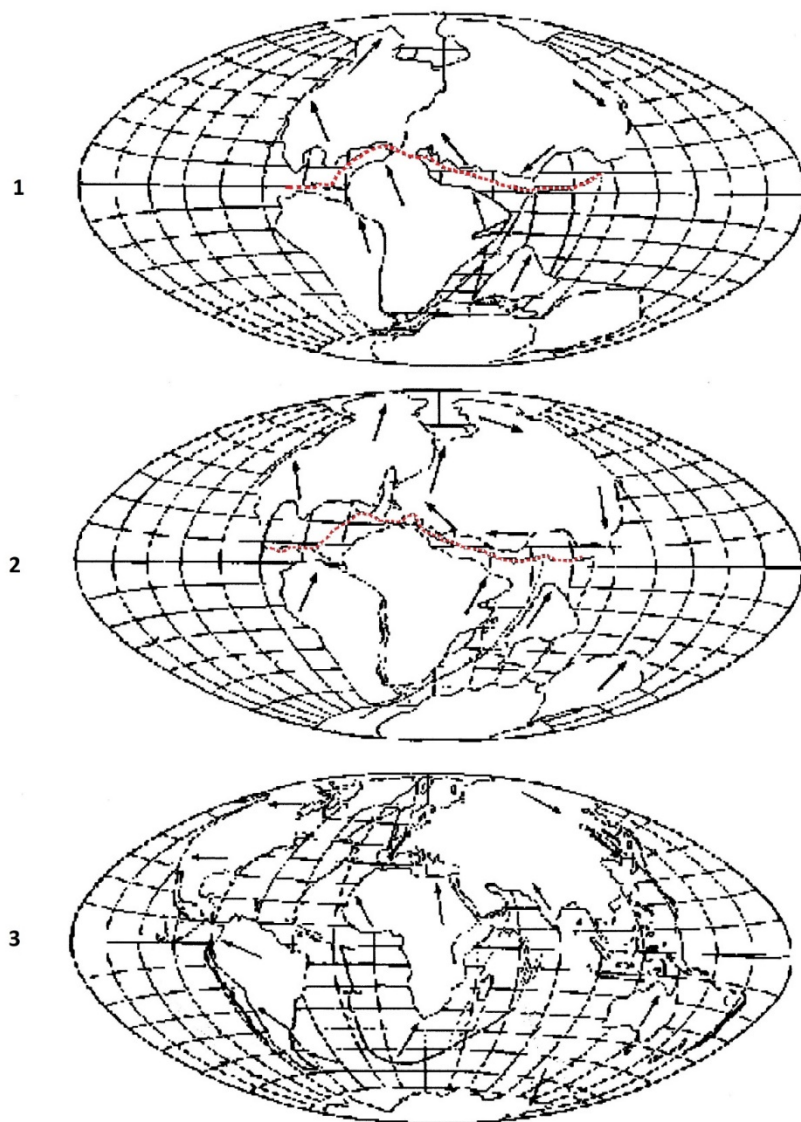


Рис.1 Дрейф континентов:
 1 – древняя стадия – единый материк Пангея;
 2 – стадия отделения Лавразии и Гондваны;
 3 – современные очертания.
 ----- - область расширения,
 ← – направление дрейфа континентов.

Обнаруженное явление, безусловно, представляет интерес. Была сделана попытка разобраться в выявленном феномене. С этой целью Земля рассматривалась как небесное тело в звездном пространстве, на которое

воздействует вращательное движение Земли вокруг своей оси, а также силы, действующие на Землю при ее вращении вокруг центра нашей Галактики.

Очевидно, оба процесса ведут к возникновению напряжений в Оказалось, что значительный вклад в создание напряжений в земной коре вносится изменением положения оси вращения [4, с.59-64]. Изменение положения оси вращения (прецессия) указывает на то, что внутреннее распределение масс внутри Земли не сбалансированно, скорее всего обусловлено смещением ядра планеты к южному полюсу. Это подтверждается наличием прецессии оси вращения на северном полюсе Земли, достигающей 10 в год и отсутствием таковой на южном полюсе.

Напряжения, обусловленные относительным изменением положения оси вращения, накапливаясь, достигают величины превышающих предел прочности пород литосферы, т.е. этих напряжений достаточно для разломообразования и сопутствующих ему геологических явлений. На наш взгляд, именно вращение Земли вокруг своей оси при наличии прецессии приводит к движению континентов на планете, кроме Антарктиды.

Силы, действующие на планету при ее вращении вокруг центра Галактики.

Определим пространственное положение планеты Земля в нашей Галактике (рис. 2).

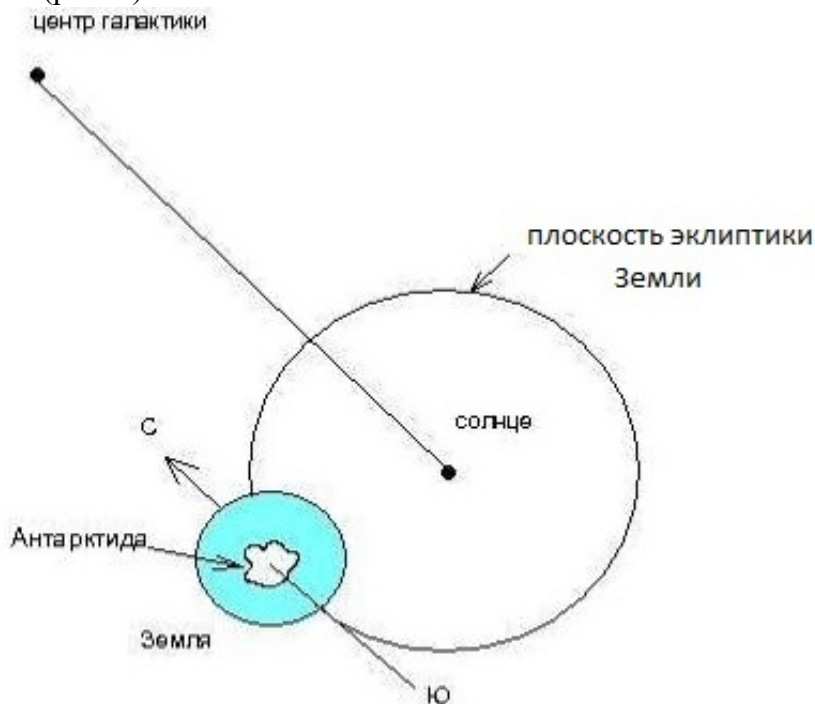


Рис. 2 Расположение планеты Земля относительно центра Галактики.

Установлено, что солнечная система находится на расстоянии $R_0 = 10$ кпк (килопарсек) от центра Галактики. Плоскость земной орбиты - плоскость эклиптики, лежит в плоскости солнечной системы и, в связи с этим, Земля направлена северным полюсом к центру Галактики. По-видимому, при описанном пространственном положении Земли на процессы развития планеты определяющую роль оказывает центробежная сила, обусловленная вращением планеты вокруг центра Галактики - $F_{цб.с.} = m \omega^2 R_0$, где m – масса, $\omega^2 R_0$ – ускорение, сообщаемое центробежной силой инерции и связанное с вращением Земли вокруг центра Галактики [1, с.56-71].

Оценим эти силы. Известно, что плотность пород земной коры составляет около $m_1 = 2800 \text{ кг/м}^3$, а плотность ядра Земли достигает $m^2 = 7800 \text{ кг/м}^3$. Примем условно R_0 и ω^2 равным 1.

Центробежная сила, действующая на земную кору планеты равна

$$F_{з.к.} = m_1 \omega^2 R_0 = 2800 \times 1 \times 1 = 2800 \text{ кгм/с}^2,$$

$$\text{а на ядро } F_{ядро} = m_2 \omega^2 R_0 = 7800 \times 1 \times 1 = 7800 \text{ кгм/с}^2$$

Как видно из расчетов сила, действующая на ядро в 2,9 раза больше, чем на земную кору. Подобное воздействие центробежной силы на планету привело к тому, что ядро планеты оказалось смещенным к южному полюсу (рис.3).

Перемещение ядра планеты к южному полюсу, по нашему мнению, проявляется в виде Северного Ледовитого океана, средняя глубина, которого составляет 2300м, и Антарктиды, средняя высота которой, в границах окружающих желобов равняется 2840 м. Обращают на себя также внимание величины площадей Северного Ледовитого океана, экваториального сечения ядра планеты и Антарктиды в границах окружающих ее желобов:

площадь Северного Ледовитого океана составляет $14.756.000 \text{ км}^2$;

площадь ядра при радиусе 3400 км равна $36.300.000 \text{ км}^2$;

площадь Антарктиды - $32.200.000 \text{ км}^2$.

Площадь Северного Ледовитого океана, вполне возможно, оказалась заниженной за счет интенсивного сброса на ее территорию терригенных материалов. Представленные результаты убедительно свидетельствуют о том, что появление Северного Ледовитого океана и Антарктиды обусловлено действием центробежной силы, действующей на планету при ее вращении вокруг центра Галактики.

Определим источник центробежной силы, его пространственное положение и вектор действия силы.

Анализ морфологических признаков галактик дал возможность выстроить их в следующей последовательности и, как результат этого определить действующие процессы и силы в пределах галактик:

карликовые (эллиптические, сфероидальные, неправильные, голубые компактные) галактики. Заслуживают внимания голубые карликовые

галактики. Это небольшие по размерам системы, очень богатые газом (в отдельных случаях газа по массе больше, чем звезд). В этих галактиках наблюдается интенсивное звездообразование и рождается большое число голубых массивных звезд. Галактик с развитыми ветвями среди карликов не встречается.

эллиптические галактики – 25% от общего числа галактик, состоят преимущественно из старых звезд.

линзовидные галактики – около 20% от общего числа галактик.

спиральные галактики по внешнему виду напоминают двояковыпуклую линзу. Отсюда следуют вопросы: каким образом возникла такая система звезд? Какая сила удерживает звезды в спиральных ветвях? Почему самые яркие массивные звезды находятся в спиральных ветвях на значительном расстоянии от центра галактики? Почему в центре Галактики при наблюдении с ребра видно шарообразное «вздутие», образуемое маломассивными желтыми и красными звездами?

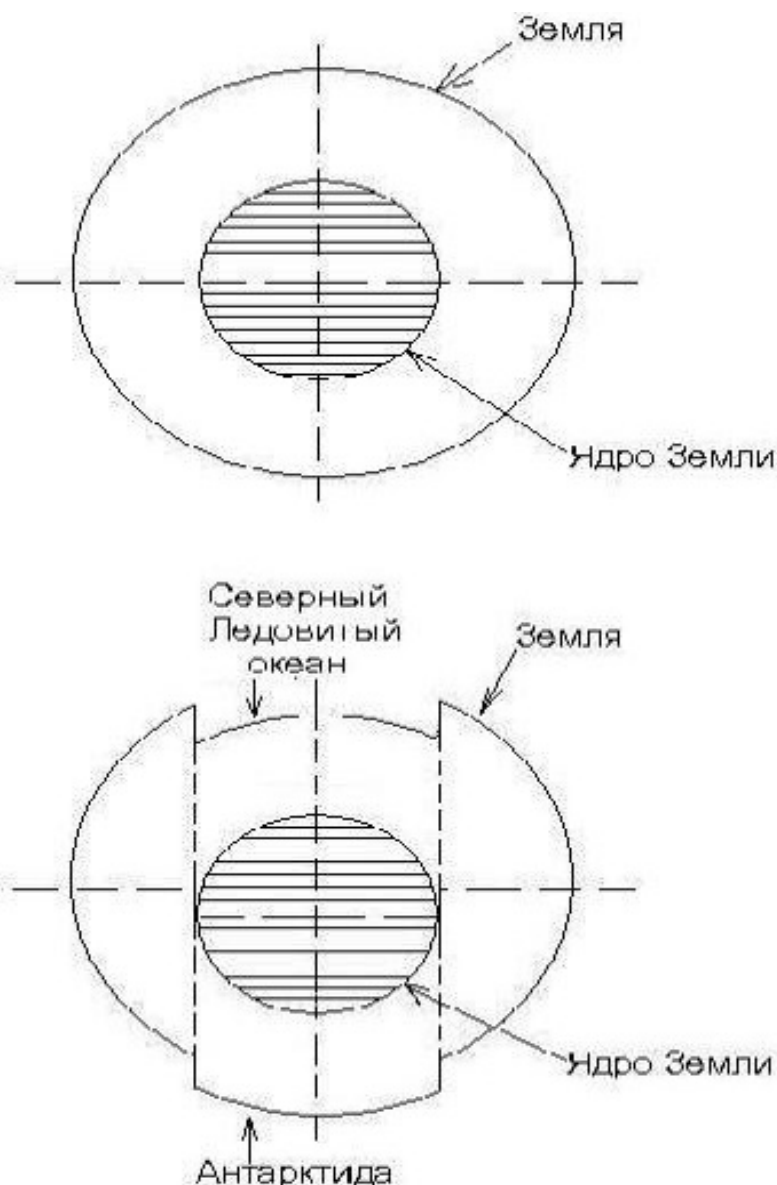


Рис. 3 Формирование Северного Ледовитого океана и Антарктиды.

Из представленной последовательности галактик напрашиваются выводы:

карликовые галактики являются интенсивными источниками звездообразования, в которых рождается большое число голубых массивных звезд, это «облако» подвергается воздействию межгалактических гравитационных сил вследствие чего приобретает вращение вокруг своей оси.

По мере увеличения скорости вращения возникают значительные центробежные силы в результате чего значительная часть «элементов» облака

концентрируются в некоторой плоскости – так образовались «вращающиеся диски» (спиральные ветви) спиральных галактик.

Следует отметить, что на значительном расстоянии от центра в спиральных ветвях находятся самые яркие массивные звезды, которые обязаны своим положением центробежной силе, возникающей при вращении галактики. Одновременно с этим над центром вращения галактики, где центробежные силы равны нулю, наблюдается шарообразное «вздутие», образованное маломассивными желтыми и красными звездами.

Таким образом, можно считать, во вселенной действуют гравитационные и центробежные силы, связанные с ротацией элементов Вселенной.

Основные выводы:

- в работе [3, с.220-253] предлагается гипотеза о физической природе гравитационного поля в следующей формулировке:

- а) гравитационное поле - это поле излучения материальных объектов, которое оказывает взаимное давление (?) на материальные объекты, вызывая их движение;

- б), по нашему мнению, физическая природа гравитационного поля, предложенная в [2, с.52-56, 62-63]: «гравитационное поле (или поле тяготения) проявляет себя в том, что на помещенное в него другое тело действует сила тяготения прямо пропорциональная массе этого тела», не вызывает у специалистов возражений;

- при изучении процессов, формирующих поверхность Земли, следует учитывать не только действие гравитационных сил, но и центробежные силы [4, с.59-64], возникающие вследствие вращения планеты Земля вокруг своей оси при изменении положения ее оси вращения (прецессии);

- значительную роль на изменение облика Земли оказывает вращение планеты вокруг центра нашей Галактики. В этом случае, при разнице в плотностях литосферы и ядра Земли возникают различные по величине силы, способствующие перемещению ядра планеты к южному полюсу. В результате на севере Земли сформировался океан, на юге – материк.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дубошин Г.Н. «Небесная механика» М., Наука, 1978г., стр.-56-71
2. Кузьмичев В.Е. «Законы и формулы физики», Киев, справочник, 1989г., стр. 52-56, 62-63
3. Михайлов И.Н. «Гравитация и гравиразведка. Вопросы теории и практики комплексной геологической интеграции гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы международной школы-семинара», г. Ухта, 2001г., 15-24 ноября 2000г.М. ОНФЗ РАН2, стр. 220-253

4. *Тяпкин К.Ф. и др.* «Вращение Земли - единственный реальный источник тектогенеза» Геофизика №1, 2007г. стр. 59-64.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ОСНОВЕ СОЛЕЙ КАЛИЯ И КАЛЬЦИЯ

Д.Ю.Иванов, Ю.Н. Мойса

*ООО «НПО «Химбурнефть»
Краснодар, Россия*

Одним из основных требований при выборе ТЖ глушения скважин на водной основе является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, включая предотвращение набухания глинистых минералов, содержащихся в породе коллектора и при этом плотность ТЖ должна быть достаточной для обеспечения противодействия на пласт.

Для глушения скважин с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому, применяются минерализованные пластовые воды, растворы хлористого натрия и калия. Хлористый калий добавляют в концентрации 1-3% к хлористому натрию для более эффективного предотвращения гидратации глинистых минералов коллектора. Для скважин с повышенным пластовым давлением применяют растворы хлористого кальция, нитрата кальция и их смеси [1].

Целью работы является сравнительная оценки ингибирующих свойств ТЖ на основе солей калия и кальция, применяемых при вскрытии продуктивных пластов, глушении и ремонте разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин по показателям: увлажняющей способности Π_0 (см/ч), показателю абсолютной скорости адсорбции жидкой фазы $V_{тж}$ (нм/с) и относительному показателю скорости адсорбции $I_{отн.}$ (в хлоркалиевом эквиваленте).

Для сравнительной оценки ингибирующих по отношению к глинам свойств ТЖ (далее ТЖ) приготовлены эталонные цилиндрические образцы (столбики) массой ≈ 20 г, спрессованные из высокоактивного (с содержанием монтмориллонита не менее 80%) бентонитового порошка, которые погружаются в среду исследуемого ингибирующего раствора ТЖ.

В качестве исходного глинопорошка для прессования эталонных глинистых образцов применен немодифицированный бентонитовый порошок марки ПБТ-1 из глин Таганского месторождения с содержанием монтмориллонита свыше 90%, который выпускается по ТУ 2164-001-50655195-2006. Основными измеряемыми параметрами при оценке ингибирующих свойств ТЖ являются высота открытой боковой поверхности и масса поглощенной жидкой фазы за определенный промежуток времени.

$$\Delta M = M_1 - M_0 \quad (1)$$

где: ΔM - масса адсорбированной образцом жидкой фазы, г; M_0 , M_1 - масса эталонного глинистого образца соответственно до (исходная) и после контакта его с исследуемой ТЖ в течение времени T .

Во всех экспериментах время тестирования (T) принято равным 4 часа (14400 с) в соответствии с требованиями [2]. Средняя скорость массопереноса в результате адсорбции жидкой фазы ТЖ эталонным образцом составляет:

$$V_{ТЖ} = \Delta M / T \quad (2)$$

или, после перехода к объемным параметрам:

$$Q_{ТЖ} = \Delta M / \rho \cdot T \quad (3)$$

где: $Q_{ТЖ}$ - объемная скорость адсорбции компонентов жидкой фазы ТЖ эталонным глинистым образцом, $\text{см}^3/\text{с}$; ρ - плотность адсорбированной жидкой фазы (фильтрата ТЖ), $\text{г}/\text{см}^3$.

При проведении эксперимента взаимодействие ТЖ с эталонным глинистым образцом происходит по боковой цилиндрической поверхности образца площадью:

$$S = \pi \cdot d \cdot h \quad (4)$$

где: S - площадь образца, контактирующая с ТЖ, см^2 ; $d = 2 \text{ см}$ - диаметр эталонного глинистого

образца; h - высота образца, см, тогда средняя скорость адсорбции исследуемой ТЖ,

отнесенная к единице площади эталонного глинистого образца будет:

$$V_{ТЖ} = Q_{ТЖ} / S \quad (5)$$

или после подстановки значений $Q_{ТЖ}$ и S из формул (3) и (4) в уравнение (5) получаем в развернутом виде:

$$V_{ТЖ} = \Delta M / \rho \cdot T \cdot \pi \cdot d \cdot h \quad (6)$$

Так как по условиям тестовых экспериментов с использованием эталонных глинистых образцов ряд величин являются постоянными ($\pi = 3,14$; $T = 4$ часа; $d = 2 \text{ см}$) и переходя к Единой международной системе единиц измерения (СИ), окончательно получим упрощенную формулу расчета абсолютной скорости адсорбирования жидкой фазы ТЖ на единице поверхности эталонного глинистого образца в нанометрах в секунду ($\text{нм}/\text{с}$):

$$V_{ТЖ} = 110,58 \cdot \Delta M / \rho \cdot h \quad (7)$$

где: $V_{ТЖ}$ - абсолютная скорость адсорбции компонентов жидкой фазы ТЖ на единице

поверхности эталонного глинистого образца, $\text{нм}/\text{с}$; ΔM - приращение массы эталонного

глинистого образца, г; ρ - плотность адсорбированной жидкости (фильтрата ТЖ), $\text{г}/\text{см}^3$;

h - высота открытой боковой поверхности эталонного глинистого образца, см.

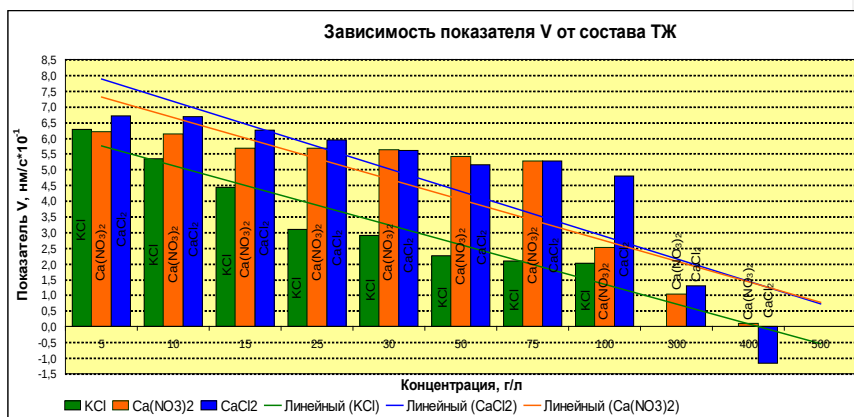


Рис.1. Зависимость показателей $V_{\text{ТЖ}}$ от концентрации минерального ингибитора KCl, $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ и CaCl_2

Величина абсолютной скорости адсорбции ($V_{\text{ТЖ}}$), измеряемая в нанометрах в секунду (нм/с), может быть использована в качестве показателя ингибирующих свойств ТЖ и позволяет различать исследуемые ТЖ по скорости их адсорбции эталонным глинистым образцом. При этом, чем меньше полученное в эксперименте численное значение показателя $V_{\text{ТЖ}}$, тем выше ингибирующая способность ТЖ.

Для составления шкалы ингибирующих свойств различных ТЖ и сравнительной оценки ингибирующих свойств предлагается использовать универсальный безразмерный показатель ингибирующих свойств - $I_{\text{отн}}$ в хлоркалиевом эквиваленте, т.е. по отношению к стандартному 3,0%-ному водному раствору KCl:

$$I_{\text{отн}} = V_{\text{ТЖ}} / V_{\text{KCl}} \quad (8)$$

где: $I_{\text{отн}}$ - относительная скорость адсорбции, доли ед.; $V_{\text{ТЖ}}$ - абсолютная скорость адсорбции исследуемой ТЖ, вычисляемая по формуле (7), нм/с ; V_{KCl} - абсолютная скорость адсорбции 3%-го раствора KCl, нм/с ; также вычисленная по формуле (7).

Показатель $I_{\text{отн}}$ характеризует ингибирующие свойства исследуемой ТЖ в хлоркалиевом эквиваленте, то есть оценивает величину скорости адсорбции каждой ТЖ по сравнению со значением этого показателя для базового 3%-го раствора KCl, принятого за стандартный эталон.

Критериями высокой ингибирующей способности ТЖ является выполнение условий:

$$V_{\text{ТЖ}} < V_{\text{KCl}} \quad (9) \quad \text{или} \quad I_{\text{отн}} < 1,0 \quad (10)$$

В качестве сравнительного эталона принимается 3%-ный раствор KCl в дистиллированной воде, который при оценке ингибирующих свойств ТЖ

и является базовым и контрольным репером (эталоном) при каждом испытании. Для чистоты экспериментов и однозначности сравнительных показателей в каждой серии экспериментов при определении абсолютной величины $V_{тж}$ рекомендуется проводить контрольный тест - параллельно замерять величину 3% хлоркалиевого эквивалента (V_{KCl}) для получения сравнительной величины ингибирующей способности, измеряемой ТЖ. Если в процессе эксперимента наблюдаются признаки разрушения (осыпания, деструкции) эталонного глинистого образца, помещенного в раствор, то исследуемая ТЖ не обладает ингибирующими свойствами, достаточными для проведения технологических операций в скважине в интервале залегания глинистых пластов. Следует подчеркнуть, что величина V_{KCl} в общем случае не является абсолютно постоянной и может варьировать в зависимости от естественной влажности и минералогического состава исходного глинопорошка, условий и продолжительности хранения эталонных глинистых образцов, температуры окружающей среды и других факторов.

На основании многочисленных исследований (более 1000 экспериментов в течение последних 3 лет) установлено, что абсолютная скорость адсорбции V_{KCl} жидкой фазы 3% раствора хлористого калия на единице поверхности эталонного глинистого образца остается стабильной и воспроизводимой со средним значением $V_{KCl} = 29,7 \text{ нм/с}$, а величина показателя ингибирующей способности имеет среднее значение $\Pi_0 = 0,88 \text{ см/ч}$ [3].

В связи с тем, что в качестве исходного глинистого материала для прессования эталонных глинистых столбиков используется глинопорошок марки ПБТ-1 с коэффициентом коллоидальности равным 0,85 величина Π_0 равная текущей скорости увлажнения V_t , может быть рассчитана по формуле:

$$\Pi_0 = V_t = (M_1 - M_0) K^1 100 / M_0 T, (\text{см/ч})$$

где: M_0 , M_1 - масса эталонного глинистого образца соответственно исходная и после контакта его с исследуемой ТЖ в течение времени T равного 4 часам, а $K^1 = 1 \text{ см}$.

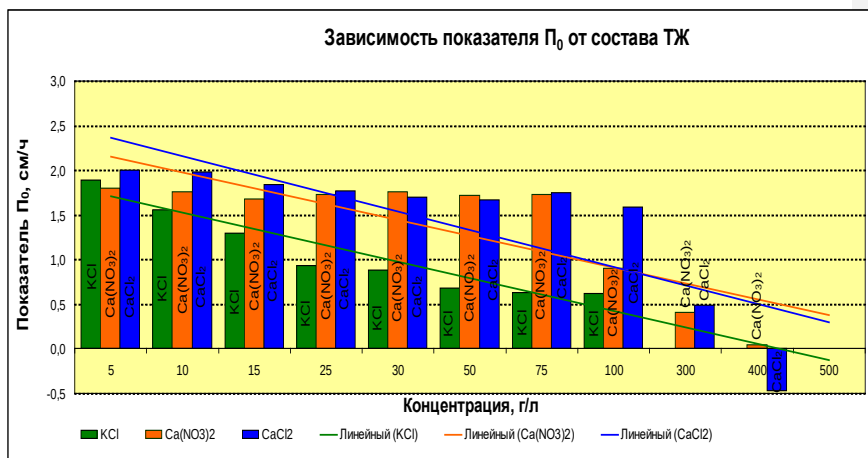


Рис.2. Зависимость показателей P_0 от концентрации минерального ингибитора KCl, $Ca(NO_3)_2$ и $CaCl_2$

Методически последовательность и порядок проведения экспресс эксперимента по оценке ингибирующих свойств ТЖ подробно изложены в работе [3].

При низкой ингибирующей способности ТЖ или при недостаточной концентрации ингибитора в растворе, происходит постепенное разрушение (осыпание) боковой поверхности глинистых столбиков, при котором эксперимент по определению ингибирующих свойств ТЖ прекращается вследствие нарушения геометрической формы эталонного столбика и потери исходной (M_0) массы образца.

Выполненными сравнительными исследованиями водных растворов солей хлористого калия при концентрациях до 10%, хлористого кальция и нитрата кальция при концентрациях до 40% установлено, что с увеличением концентрации KCl от 0,5 до 3,0% или 5,0 – 100,0 г/л в составе ТЖ улучшается в 1,7-2,2 раза ингибирующая способность по показателям P_0 и $V_{ТЖ}$ (рис.1,2), далее с увеличением концентрации KCl от 3,0 до 10,0% значения указанных ингибирующих показателей изменяются незначительно на 25-30% после воздействия на них ТЖ. Таким образом, полученными экспериментальными данными подтверждается, что наибольшая эффективность применения хлористого калия для ингибирования глинистых минералов достигается при концентрациях до 3,0%.

Относительная скорость адсорбции $I_{отн.}$ (рис.3) в хлоркалийевом эквиваленте полностью исключает влияние посторонних факторов на

результаты экспериментов в цифровом выражении, и стабильно характеризует ингибирующие свойства исследуемых ТЖ, показывает высокую воспроизводимость и сопоставимость значений по относительному показателю ингибирующих свойств $I_{отн}$.

Высокий ингибирующий эффект водного раствора ТЖ по отношению к глинистому минералу достигается по 30-40% (300,0-400,0 г/л) концентрациях нитрата кальция и хлористого кальция по показателю P_0 в диапазоне от 0,4-0,5 см/ч до 0,1 см/ч до минус 0,5 см/ч соответственно. Отрицательный показатель для хлористого кальция при 40% концентрации при сохранении геометрических форм эталонных столбиков указывает на уменьшение массы за счет экстракции водной фазы из увлажненного по методике глинистого эталонного образца насыщенным солевым раствором хлористого кальция.

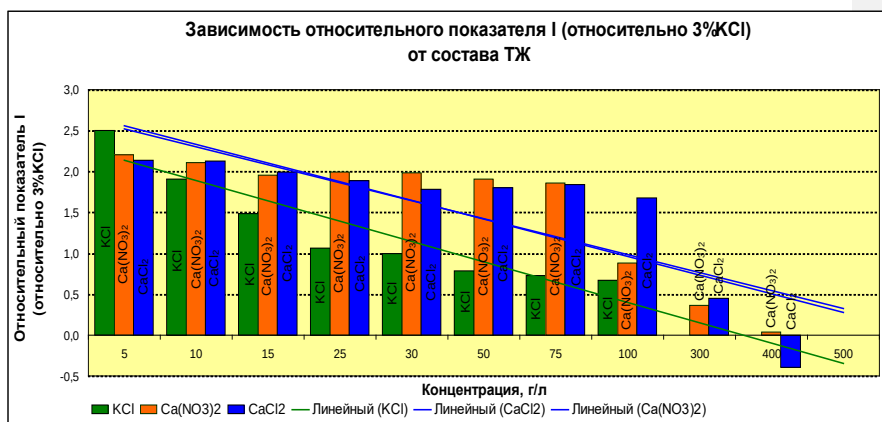


Рис.3. Зависимость относительного ингибирующего показателя $I_{отн}$ от концентрации KCl, $Ca(NO_3)_2$ и $CaCl_2$

Таким образом, в широком диапазоне концентраций хлористого калия, нитрата кальция и хлористого кальция в водном растворе ТЖ определены ингибирующие по отношению к глинам показатели P_0 , по показателю абсолютной скорости адсорбции жидкой фазы $V_{тж}$ и относительному в хлоркалийевом эквиваленте показателю скорости адсорбции $I_{отн}$.

В развитии известного способа оценки ингибирующих свойств по показателю увлажняющей способности P_0 выполнена сравнительная оценка ингибирующих свойств по показателям $V_{тж}$ и $I_{отн}$ для ТЖ на основе солей хлористого калия, нитрата кальция и хлористого кальция в

широком диапазоне концентраций для глушения, ремонта и освоения нефтегазовых скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Вольтерс А.А., Рябоконь С.А.* Ингибирующие свойства жидкости глушения плотностью до 1600 кг/м³ без твердой фазы // Растворы и технологические требования к их свойствам: Сб. науч. тр. ВНИИКРнефти-Краснодар.-1986.-с.174-176
2. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Приложение 8
РД 39-00147001-773-2004. «Методика контроля параметров буровых растворов» ОАО "НПО "Бурение" - Краснодар - 2004.
3. *Иванов Д.Ю., Мойса Н.Ю., Яковенко В.И., Мойса Ю.Н.* Экспресс-метод оценки ингибиторов глин // Газовая промышленность, №5, 2014, с.108-112

ИЗУЧЕНИЕ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, В.Бель Амур Оссиала

*СамГТУ, Самара, Россия
Республика Конго*

. nikitinv@list.ru, milkova2109@yandex.ru

При вскрытии пластов коллекторов важное значение имеет сохранение коллекторских свойств пласта. С целью оценки степени загрязнения призабойной зоны пласта и дальнейшей оптимизации процессов бурения, решается задача о степени и скорости фильтрации буровых промывочных систем. Примером практического применения такого вида расчётов является построение модели, предназначенной для оценки радиуса проникновения фильтрата бурового раствора в пласт [1].

Одними из входных параметров данной модели являются скорости фильтрации промывочной жидкости, в свою очередь, по закону Дарси, зависящая от пластовых условий, свойств буровой системы и технологических параметров бурения.

В течении времени взаимодействия бурового раствора с горной породой выполняется несколько законов фильтрации. Данный факт необходимо учитывать для корректного расчета объема фильтрата, проникшего в пласт. Чтобы рассчитать полный объем фильтрата, проникшего в призабойную зону, необходимо просуммировать объемы

фильтрата, соответствующие мгновенной фильтрации $Q_{мг}$, формированию фильтрационной корки постоянной толщины Q_{f_1} и объем фильтрата прошедшего через эту корку Q_{f_2} :

$$Q_f = Q_{мг} + Q_{f_1} + Q_{f_2}. \quad (1)$$

Схема фильтрационного процесса в лабораторных условиях представлена на Рис.1.

Первый этап проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт - быстрое поглощение фильтрата пластом (мгновенная фильтрация). Согласно стандарту ISO 10414-1:2008 мгновенную фильтрацию можно определить графическим путём, строя график зависимости объёма фильтрата от квадратного корня из времени $(Q_f) - (\sqrt{t})$ и экстраполируя его до пересечения с осью Y. Также следующее уравнение можно использовать для экстраполяции мгновенной фильтрации [5]:

$$Q_{30} = 2(Q_{7,5} - Q_{мг}) + Q_{мг}. \quad (2)$$

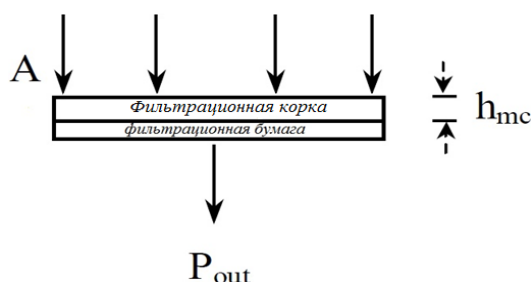


Рис.1 Схема фильтрационного процесса в лабораторных условиях.

Следует отметить, что (2) имеет только тогда, когда $Q_{30} = 2Q_{7,5}$, что выполняется не всегда, например при лабораторных исследованиях 4 промывочных жидкостей различных рецептур (Таб. 1), данное условие выполняется только у образцов №3, 4. Зависимость объёма фильтрата от времени представлена на Рис.2. Исходя из этого замечания, следует внимательно выбирать метод расчета мгновенной фильтрации. Экстраполируя зависимость $(Q_f) - (\sqrt{t})$ до пересечения с осью Y следует учитывать только линейную часть данного графика, так как после

образования корки постоянной толщины в выбранных координатах график становится нелинейным. Проводя экстраполяцию по всем временным точкам, допускается ошибка, так как принимаются во внимание данные, не влияющие на начало фильтрационного процесса.

Таблица 1.

Параметры исследуемых промывочных систем

№п /n	Наименование параметра	Раствор №1	Раствор №2	Раствор №3	Раствор №4
1	Плотность.	1110 кг/м ³	1110 кг/м ³	1070 кг/м ³	1090 кг/м ³
2	Условная вязкость (на воронке Марша)	60 с	90 с.	120 с.	70 с
3	Водоотдача	10 мл/30 мин.	6 см ³ /30 мин.	8 см ³ /30 мин.	10 см ³ за 30 мин.
4	Толщина корки	2 мм.	1мм.	1мм.	<1 мм
5	Реологические параметры	PV- 41 сП; УР-18 фунт/100 фут ² ; AV –50 сП.	PV- 45 сП; УР-28 фунт/100 фут ² ; AV–37 сП.	PV- 29 сП; УР-32 фунт/100 фут ² ; AV– 45 сП;	PV- 17 сП; УР-10 фунт/100 фут ² ; AV– 22 сП;
6	Содержание песка	<0,5%	<0,5%	<0,5%	<0,1
7	pH	10	10	9	11

Статистически правильным подходом является проведение серии экспериментов, так как В изложенных методах не учитывается погрешность эксперимента, которая всегда существует при лабораторных испытаниях. С точки зрения воспроизводимости результатов, необходимо строить не линии, проходящие через точки, а линию регрессии, учитывающую погрешность эксперимента. Также следует указывать относительную погрешность эксперимента.

При этом, можно указать конкретный вид линии регрессии, исходя из обоснования законов фильтрации:

$$Q_{f_1} = C_1 \sqrt{t}, \quad 0 < t \leq t_{const}, \quad (3)$$

Где, в соответствии с ростом фильтрационной корки, где k_{mc} – проницаемость корки, Δp – перепад давлений через глинистую корку, μ_f – динамическая вязкость фильтрата, f_{sc} – объёмная доля твёрдых частиц в корке, f_{sm} – объёмная доля твёрдых частиц в растворе, A – площадь фильтрации.

При росте фильтрационной корки:

$$Q_{f_2} = C_2 t, \quad (4)$$

согласно закону Дарси $C_2 = \frac{k_{mc} A \Delta p t}{\mu_f h_{mc}}$, h_{mc} – толщина фильтрационной корки.

Из зависимости (4) можно определить такой важный параметр, как k_{mc} – проницаемость фильтрационной корки.

Например, возьмем последний участок, который оканчивается точками $(Q_{20}, 20)$ и $(Q_{30}, 30)$, тогда, чтобы использовать уравнение (4), подставим в него следующие значения $Q_f = Q_{30} - Q_{20}$, $t = 30 - 20$, и тогда, выражая k_{mc} из (4) получим искомое значение для проницаемости фильтрационной корки. Из плюсов данного метода следует отметить тот факт, что нет необходимости ставить новый опыт по фильтрации, а вычисления производятся по уже имеющимся данным.

Используя предложенный подход и необходимость статистической обработки экспериментальных данных, представляется возможность более точного определения параметров фильтрации буровых растворов. Таким образом, записывая законы фильтрации в характерные временные промежутки, можно спрогнозировать объём фильтрата, проникшего в пласт. Данные результаты являются входными параметрами задачи о расчете радиуса проникновения фильтрата бурового раствора в пласт при двухфазной фильтрации.

Стоит отметить, что чем ближе в лабораторных условиях мы приближаемся к пластовым, тем точнее определяются фильтрационные параметры. Например, можно использовать тест при высокой температуре высоком давлении [4].

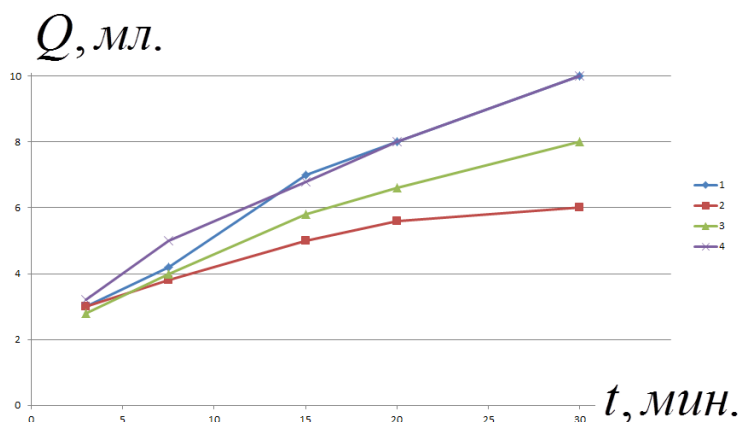


Рис.2. Зависимость объема фильтрата от времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Живаева В.В., Никитин В.И. Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта. // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6-2. – С. 250-254;
2. Никитин В.И., Живаева В.В. Вероятные пути решения проблем вскрытия напряжённых горных пород // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции. Том 1 / – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2014. – С. 148-149.
3. Никитин В.И., Живаева В.В. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов. // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции/ - Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2015.- С.81-85.
4. Ружников А.Г. Выбор методов измерения водоотдачи при бурении литифицированных сланцевых пород / А.Г. Ружников // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2014. – № 2. – С. 41-44.
5. Jr. Adam T. Bourgoyne, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, Jr. F. S. Young. — Second Printing. — Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, 1991. 508 p.

КОМПЬЮТЕРНОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

А. Э.Громовой¹, Н.Ю.Мойса¹, Д.М.Тимиров¹, Ю.Н. Мойса¹, А.Н.Макаров²

¹ *ООО «НПО Химбурнефть»*,

² *ПАО «Татнефть»*

Компьютерный программный комплекс представляет собой многофакторную специализированную систему по предупреждению дифференциальных прихватов на основе расчета суммарного усилия освобождения от дифференциального прихвата и его снижения оптимизацией требуемых параметров бурового раствора с учетом необходимого количества понизителей фильтрации, ингибиторов глинистых минералов, ПАВ и смазочных добавок для поддержания в оптимальном значении коэффициентов трения ($K_{тр}$) и дифференциального прихвата - прихватоопасности ($K_{мп}$) для вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин, а также обеспечивающих при первичном вскрытии и бурении сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Компьютерная программа может быть использована непосредственно на буровой площадке специалистами сервисных служб, вовлеченными в процесс строительства скважины. Простой и удобный интерфейс позволяет оперативно определить проблемные зоны в процессе производства работ и, как следствие, минимизировать вероятность дифференциального прихвата путём регулирования свойств бурового раствора. Применение компьютерной программы специалистам Заказчика позволит оперативно осуществлять мониторинг и оценить качество и эффективность оказываемых услуг подрядчика по буровым растворам, на основе предоставляемых параметров промывочной жидкости.

При расчете усилий по освобождению от возможного прихвата учитываются различные горно-геологические условия проводки скважины, конструкция скважины и бурильной колонны, а также параметры промывочной жидкости.

Кроме того, программный комплекс позволяет сохранять и держать в памяти типовые конструкции скважин и стандартные компоновки низа бурильной колонны для тех или иных интервалов различных месторождений.

Для проведения расчета необходимо выполнить следующие этапы:

1. Внесение данных по скважине (каждый блок данных на вкладке окна «Данные по скважине») на момент расчета
 - Общие данные (вкладка «Скважина»);
 - Конструкция скважины. Здесь отражаются все колонны обсадных труб, спуск которых намечен проектом (вкладка «Конструкция скважины»);

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- Интервалы бурения, под которыми понимаются интервалы:

а) проходимые с использованием неизменяемой компоновки колонны бурильных труб и забойного инструмента (КНБК). То есть, если интервал по стволу скважины бурили с использованием секций труб 1, 2 и 3 (отсчет секций снизу-вверх), наращивая только верхнюю (здесь третью) секцию, с использованием одной КНБК, то при вводе данных это будет отдельным интервалом.

б) также отдельным интервалом станет участок, на котором происходит изменение зенитного угла (например, набор кривизны) или радиуса кривизны профиля скважины;

- Параметры необработанного и обработанного бурового раствора (Вкладка «Буровой раствор и другое»). Данные вносятся с привязкой к тому интервалу ствола по вертикали, на котором будет использоваться конкретный буровой раствор (см. рис.1).

- Ожидаемые характеристики горных пород (Вкладка «Характеристики пород»), которые, вероятно, будут вскрыты при бурении. Ограничением здесь служит количество вносимых пластов – не более двадцати.

2. Выполнение расчета суммарного усилия для освобождения прихвата (Пункт меню Расчет>Параметры БР для освобождения от прихвата >интервал).

Данные по скважине 30493г

Скважина | Конструкция скважины | Интервалы бурения и конструкция бурильной колонны | Буровой раствор и другое | Характеристики пород

☒ Интервалы по стволу

Внимание! Для скважин с горизонтальными участками интервалы применения бурового раствора необходимо вносить ПО СТВОЛУ.

Интервал, м	
От	До
270,00	1 481,00
1 481,00	1 617,00
1 617,00	1 830,00
1 830,00	1 971,00
1 931,00	2 177,00

Скорость подъема инструмента, м/с

0,5

Параметры бурового раствора, используемого при проходе интервала скважины

Плотность, г/куб см	Коэффициент до обработки	Расчет производств (взять геологич. по	геологическая модель течения раствора	Показатель				Динамическое напряжение	
				нелинейности (n)	консистенции (k), Па·с ⁿ	до обработки	после обработки		
до обработки	после обработки	трения	прихват-опасности	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки	до обработки	
1,200	1,210	0,260	0,040 параметр	Степень:	0,340	0,570	0,800	1,180	5,00

Рис.1. Матрица заполнения исходных данных по скважине, конструкции, интервалам бурения и геологии, а также параметров бурового раствора до и после обработки химреагентами и смазочными добавками на примере скв.№30493г ПАО «Татнефть».

Вывод результатов расчета до обработки БР и после оптимизации и обработки (Пункт меню Расчет>Показать график) (см.рис.2,3).

3. Результатом расчета является определение усилий на подъем инструмента через каждый участок изменения глубины забоя при бурении выбранного интервала скважины. Программа в каждой точке расчета:

- Строит профиль скважины, конструкцию скважины, конструкцию бурильной колонны, находящейся на данный момент в скважине, геологический профиль ствола скважины.
- Определяет подинтервалы и их характеристики (длины, диаметры, углы наклона, радиусы кривизны, давления в скважине, гидроразрыва, поглощения).
- Вычисляет на каждом подинтервале коэффициенты трения и силу Q (усилие на освобождение колонны) по формуле (1)

$$Q = G (\mu \sin \alpha + \cos \alpha) + F_n + F_c, \quad (1) \quad [2]$$

где μ – коэффициент трения труб о глинистую корку или «металл-металл»; α – зенитный угол в данной точке ствола скважины; G – вес колонны за вычетом архимедовой силы; F_n – сила прижатия колонны под действием перепада давления ΔP между жидкостью в скважине P_c и под колонной P_k

F_n возникает только в зоне нахождения труб против проницаемых пластов в случае наличия репрессии на пласт

$$F_n = \mu \Delta P S_n \quad (2) \quad [2]$$

S_n – площадь вдавливания труб в глинистую корку. Зависит от толщины корки. $\Delta P = P_c - P_k$ – прижимающее давление между жидкостью в скважине и в пласте.

F_c – силы взаимодействия труб с сальником

$$F_c = \tau S_c \quad (3) \quad [2]$$

где: τ – напряжение сдвига на поверхности соприкосновения труб с сальником;

S_c – площадь контакта труб с сальником.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

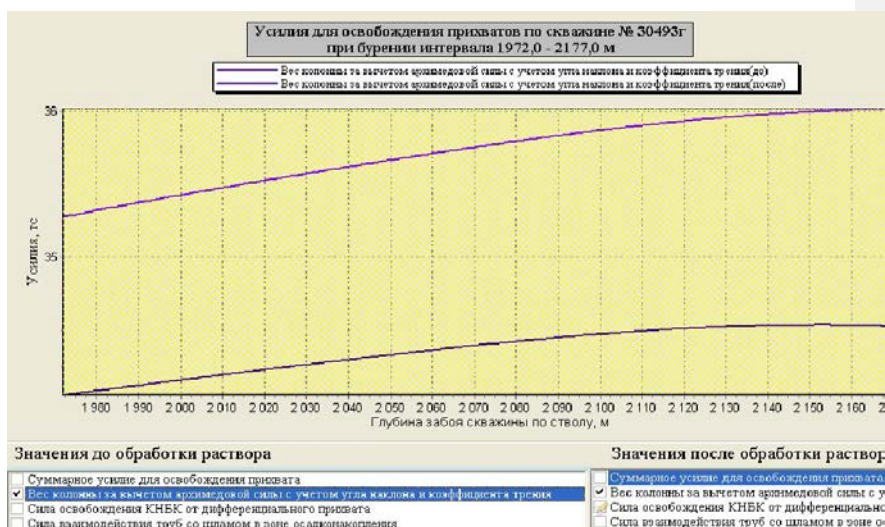


Рис.2. Вес колонны за вычетом архимедовой силы с учетом угла наклона и коэффициента трения до и после обработки химреагентами и смазочной добавкой на примере скв. №30493г ПАО «Татнефть»

4. Рассчитывает суммарную Q для данной точки расчета всей скважины и переходит к следующей точке расчета (то есть к состоянию скважины с увеличенной на 1 метр глубиной по стволу).

5. По достижении конечной точки расчета В сохраняет результаты расчетов в базе данных для последующего вывода в виде графиков суммарной и составляющих сил для обработанного и исходного бурового раствора, а также в табличной форме.

В основе компьютерной программы заложен алгоритм расчета суммарного усилия для освобождения от прихвата и по снижению усилия освобождения от дифференциального прихвата оптимизацией (управлением) технологических свойств буровых растворов (фильтрация на поверхности и в забойных условиях, коэффициенты трения пары «металл-металл» и прихватопасности на границе «корка-металл» под давлением 3,34 МПа, эквивалентная плотность, структурно-реологические показатели, поверхностно-активные и ингибирующие свойства [1-3]) с учетом профиля скважины и КНБК. Технологические параметры биополимерного ингибирующего бурового раствора HBN BIO PRO полностью соответствовали утвержденной программе промывки на скв. 30493 г.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

На рисунке 3 приведены сравнения фактических усилий по подъему буровой колонны на скв. 30493г и расчетных значений по компьютерной программе для выбранного интервала бурения 1972-2177м, составляющих условия возникновения и предупреждения дифференциального прихвата. Бурение производилось из-под эксплуатационной колонны 168х10, спущенной на глубину 1971м по стволу на биополимерном ингибирующем буровом растворе «HBN BIO PRO» ООО «НПО «Химбурнефть» соответствующего оптимальным значениям показателей свойств бурового раствора для первичного вскрытия и бурения продуктивных пластов с сохранением коллекторских свойств согласно работе [1].

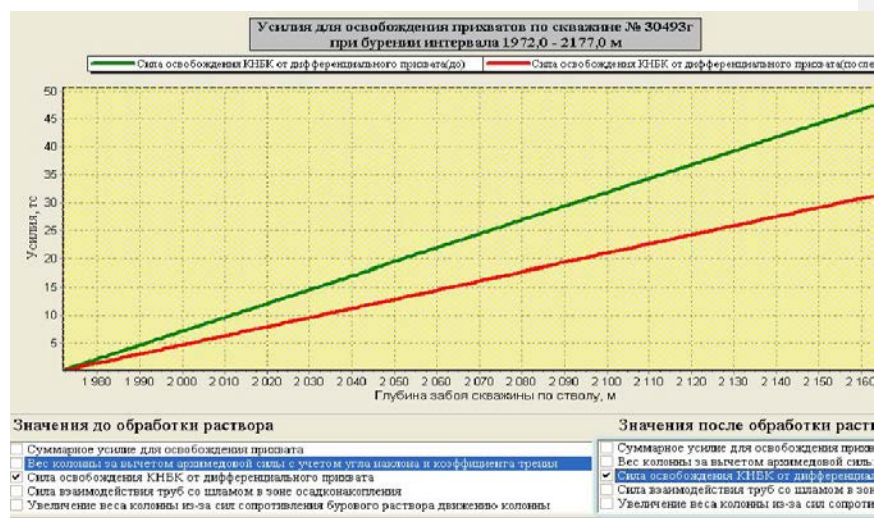


Рис.3. Сравнение сил освобождения дифференциального прихвата до и после обработки бурового раствора в зависимости от глубины забоя по стволу скв. № 30493г ПАО «Татнефть».

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Временная диаграмма технологических исследований, площадь Алькеевская, скв. 30493г	Расчет по программе предупреждения диф- прихватов
05.06.2015г.Подъем колонны бурильных труб с глубины 2122м по стволу(1717 м по вертикали).Усилие на крюке 59...60 тонн	Для глубины 2079 м по стволу Расчетные значения: 59,38 т – суммарное усилие для освобождения прихвата. Составляющие суммарного усилия: 1. 34,51 т – вес колонны в скважине за вычетом архимедовой силы с учетом углов наклона профиля скважины и коэффициентов трения колонны о стенки ствола 2. 24,29 т – сила освобождения колонны труб от дифприхвата; 3. 0,57 т – увеличение веса колонны из-за сил сопротивления бурового раствора движению колонны
	

Рис.4. Сравнение расчетных по компьютерной программе и фактических сил по диаграмме станции ГТИ в зависимости от глубины забоя по стволу скв. № 30493г ПАО «Татнефть».

По данным ОПР установлено, что расхождение между фактическими (реальная запись станцией ГТИ на скважине) и расчетными значениями по компьютерной программе величинами усилий нагрузок на крюке составило: для глубины 2017м - не более 10% , для глубин 2079 и 2122 м - 100% совпадение факта на скв. 30493г и расчета значений по компьютерной программе «Предупреждение дифференциальных прихватов на основе оптимизации физико-химических и гидравлических параметров бурового раствора» (см.диаграммы рис.4).

Настоящие данные по внедрению российского программного компьютерного комплекса в технологию бурения выполнены группой специалистов при сервисном сопровождении ингибирующего биополимерного бурового раствора «HBN BIO PRO» ООО «НПО «Химбурнефть» на скв. № 30493г Алькеевской площади НГДУ

«Джалильнефть» в соответствии утвержденной ООО УК «Татбурнефть» программой ОПР на месторождениях ПАО «Татнефть».

Таким образом, для снижения аварийности и предупреждения прихватов бурового инструмента разработан программный комплекс компьютерного расчета и предупреждения дифференциальных прихватов на основе оптимизации и управления параметрами бурового раствора при строительстве нефтяных скважин на месторождениях ПАО «Татнефть».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Выбор бурового раствора и проектирование его свойств./ С.А.Рябоконе, А.И.Пеньков, В.Н.Кошелев, Б.А.Растегаев// Сборник научных трудов ОАО «НПО «Бурение», Вып.7, 2002, с. 3-14;
2. Выбор состава ванн для ликвидации прихватов трубных колонн./ Е.Рогов (ВНИИГаз), Е.Леонов (РГУ нефти и газа им. Губкина)// «Бурение и нефть» 04/2006, с.11-14;
3. Исследование смазочной добавки с повышенными антиприхватными свойствами на реальных буровых растворах./ К.С.Бармотин, Ю.Н.Мойса, Н.В.Фролова (ОАО НПО «Бурение»)// Сборник научных трудов ОАО «НПО «Бурение», Вып. 7, Краснодар, 2002, с.277-282;
4. Влияние компонентного состава буровых растворов на коэффициент трения пары «металл-металл» / И.Н.Резниченко, В.И.Мищенко, Ю.Н.Мойса, Е.И.Репникова, Б.Ю.Васильев (ОАО НПО «Бурение»), О.В.Иванисова (КубГУ) // Сборник научных трудов ОАО «НПО «Бурение» Вып. 7, Краснодар, 2002, с.64-72.

УДК 622.276.7

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

А.А. Минилбаев, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова

**ФБГОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический
университет,
г.Уфа, Россия
ngpo_ugntu@mail.ru**

При бурении и капитальном ремонте скважин наиболее трудоемкими и опасными работами являются спускоподъемные операции (СПО). Анализ несчастных случаев показывает, что на СПО приходится наибольшее их количество. В основном, эти несчастные случаи происходят из-за применения неправильных приемов труда, несоблюдения правил

безопасности, нахождения рабочих в опасных зонах рабочей площадки, несогласованности в работе между бурильщиком и его помощниками. Для поддержания эксплуатационного фонда нефтяных и газовых скважин необходимо проводить текущий и капитальный ремонт. В настоящее время эту функцию выполняют сервисные компании, которые имеются во всех нефтегазовых регионах. На протяжении 10 лет сотрудники кафедры совместно с сервисными компаниями занимаются разработкой механизации трудоемких процессов, как в бурении нефтяных и газовых скважин, так и в добыче нефти, а именно: автоматизации и механизации СПО.

Проделана большая аналитическая работа на объектах ТКРС НК «Роснефть» НК «Башнефть» и выявлено закономерное падение производительности рабочих вахт к концу рабочей смены.

Подвод, отвод, закрывание и открывание ключа являются часто повторяющимися элементами операции спуска и подъема инструмента. В 2012 году был зарегистрирован патент на изобретение «Комплекс для механизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин» [1].

Комплекс механизации спускоподъемных операций включает (рисунок 1, 2): гидроманипулятор; автоматический элеватор; верхний центратор; система свинчивания-развинчивания, включающий в себя гидроключ с гидравлическим стопорным устройством. Также в состав комплекса входит гидростанция, два пульта управления (первый – в кабине агрегата, второй – дистанционный) и приемные мостки [2, 3].

Процесс спуска колонны НКТ:

- 1) Гидроманипулятор забирает трубу с кассеты;
- 2) Процесс шаблонирования трубы;
- 3) Перемещение трубы к устью скважины;
- 4) Стыковка с автоматическим элеватором;
- 5) Спуск трубы

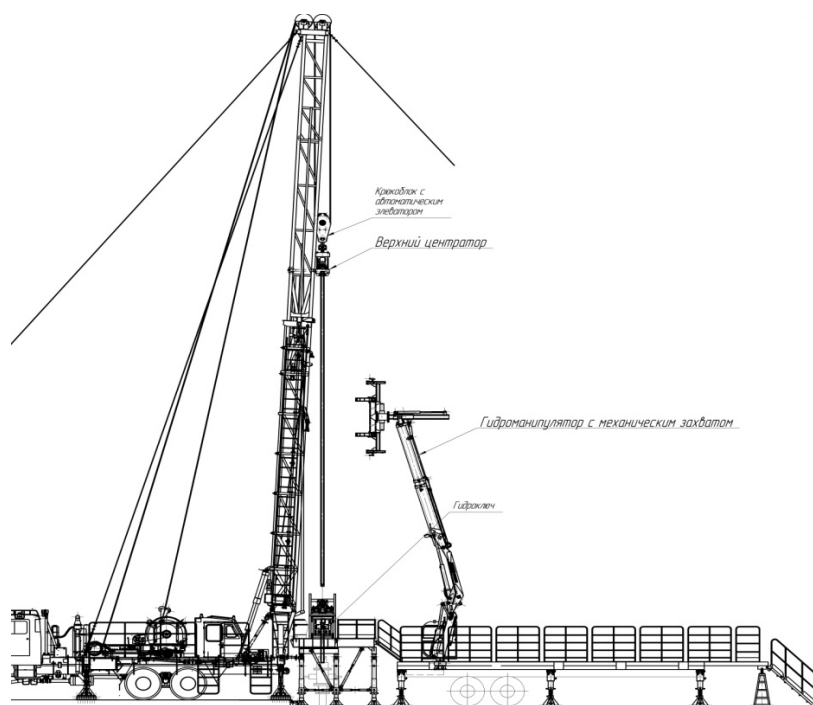


Рис.1 – Комплекс для механизации СПО

Центрирование трубы необходимо для обеспечения свинчивания-развинчивания насосно-компрессорных труб, так как в случае нестыковки ниппеля трубы и муфты трубы колонны возможны повреждения резьбы, и, как следствие, потеря герметичности в колонне.

После стыковки трубы с колонной, происходит свинчивание труб. Гидроманипулятор отправляется к приемным мосткам за следующей трубой.

Гидроключ выдвигается к центру скважины при помощи гидроцилиндра и свинчивает трубы, стопорное устройство фиксирует колонну насосно-компрессорных труб от проворачивания в спайдере. После завершения свинчивания автоматический элеватор, подвешенный на крюкоблоке, начинает опускаться до тех пор, пока муфта трубы не займет положение между гидроключом и стопорным устройством. В этот момент колонна опускается на клинья спайдера, и свободный автоматический

элеватор начинает движение в первоначальное положение, когда он находится внутри верхнего центратора.

Так как талевая система с автоматическим элеватором под действием ветровой нагрузки начинает раскачиваться, а для захвата трубы необходимо, чтобы торец муфты трубы мог точно попасть в отверстие траверсы элеватора, то необходимо предотвратить колебания элеватора. Для этого используют верхний центратор, который монтируется на мачте.

Процесс подъема колонны производится в обратном порядке.

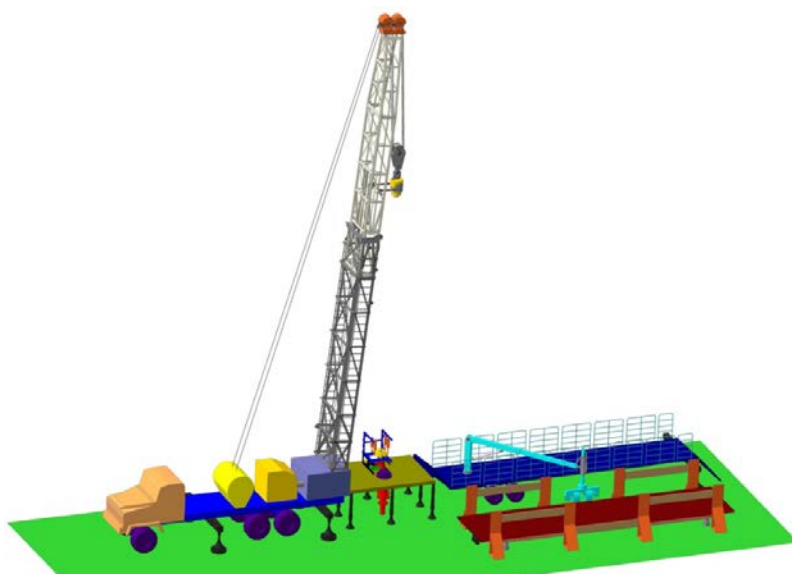


Рис. 2 – Комплекс для механизации СПО в формате 3D

Применение предложенного комплекса позволит:

- а) значительно уменьшить время СПО;
- б) сократить численность рабочей бригады;
- в) повысить эффективность и безопасность работ;
- г) заменить тяжелую физическую работу механизированной с управлением с пульта управления;
- д) повысить культуру производства.

Применение предложенного комплекса позволит повысить производительность на 20% и сократить время на СПО на 5-10%.

Внедрение комплекса способствует снижению риска аварийности и травматизма за счет применения программного управления [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент РФ № 244608. – 2012. – Бюл. № 7 Комплекс для механизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин
2. Комплекс для механизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин. Габбасов А.Ф., Матвеев Ю.Г., Коннов Ю.Д. -Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения: материалы III Всероссийской научно-технической конференции. - Уфа: РИЦ УГНТУ, 2014. - с.85-88.
3. Мобильный комплекс для механизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин с усовершенствованной системой центрации. Сухов А.А., Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И. - Материалы 66-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, 2015. Кн.1. – с. 160-161.
4. Необходимость механизации процессов спускоподъемных операций при проведении текущего и капитального ремонта скважин. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Сулейманов Р.И. В сб. трудов международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016». – Уфа: РИНЦ УГНТУ, 2016. – с. 88-91

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ И КАМНЯ.

Ю.А. Агеева, Д.Р.Камаев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

В нефтегазовой промышленности для цементирования и защиты от коррозии обсадных колон и другого оборудования при строительстве и реконструкции скважин, создании разделительных пробок, снижения риска поглощения бурового раствора и других целей широкое распространение получили тампонажные смеси (ТС). Эффективность применения ТС напрямую зависит от типа скважин и геолого-физических условий залегания и механических свойств разбуриваемых пород, и грунтов. Поэтому каждое месторождение, на котором планируется проведение работ с применением ТС представляет собой уникальный объект исследований как в плане подбора рецептуры ТС, так и в плане определения универсальной методологии в совершенствовании и адаптации под

конкретные условия подбора. Технология получения таких смесей оказывает значительное влияние на их свойства и свойства отвержденного тампонажного камня. В данной работе вопросы влияния технологических факторов приготовления ТС на их свойства. Для определения условий и границ применения были проанализированы физико-химические свойства реагентных добавок и тампонажных цементов, используемых при приготовлении ТС.

ТС должны отвечать целому спектру требований, которые, в свою очередь, определяют параметры, применяемых технологий: минимальные фильтрационные свойства; устойчивость к седиментации; низкая токсичность; химическая инертность; достаточная подвижность суспензии и другие. Тампонажный камень (ТК), который формируется в результате гидратации смеси должен обладать высокой эластичностью, термо- и коррозионной стойкостью; высокой адгезионной способностью; высокой прочностью.

Тампонажные цементы (ТЦ) являются основой ТС, который состоит из вяжущих веществ с различными добавками. В результате затворения водой этой смеси, получают ТС. Одним из самых распространенных цементов является портландцемент тампонажный (ПЦТ). По составу вещества ПЦТ разделяется на пять основных типов: ПЦТ без добавок (I); ПЦТ без добавок при водоцементном отношении 0,44 (I-G); ПЦТ без добавок при водоцементном отношении 0,38 (I-H); ПЦТ с минеральными добавками (II) и с добавками, позволяющими регулировать плотность (III). Для горячих скважин (50-100°C) применяют облегченный цемент ОЦГ, содержащий в своем составе ПЦТ I (до 40 %), а также доменный шлак и трепел. Также применяют тампонажный цемент повышенной коррозионной стойкости ЦТОК. Нельзя не отметить ряд цементов для специальных условий: ЦТПН (для паронагнетательных скважин), цемент тампонажный сероводородостойкий, ЦТУК (утяжеленный и коррозионностойкий) и другие.

Процесс гидратации осуществляется в 4 стадии:

1. Образование высокощелочного раствора (определяется растекаемость)
2. Начало формирования структуры (время загустевания – консистенция).
3. Завершение формирования структуры (начало и конец схватывания).
4. Набор прочности (прочность на сжатие и изгиб).

Динамика данных этапов в значительной мере зависит от технологии получения ТС. Степень дисперсности цемента увеличивает скорость его гидратации, поскольку снижение размеров частиц повышает удельную поверхность тампонажного цемента [1].

Важной характеристикой является водоцементное отношение (В/Ц). Часто применяют величину 0,45-0,55, поскольку в этом диапазоне система не оказывает существенного влияния на скорость гидратации. Существует определенная зависимость: повышение В/Ц увеличивает скорость гидратации. Таким образом, при низком В/Ц гидратация идет медленно. Рост В/Ц снижает затвердевающую способность ТС, поэтому низкие В/Ц (менее 1) применяются только со специальными добавками, связывающими воду. Конечно, для таких растворов существенно повышена скорость их фильтрации.

Важной задачей является обеспечение доставки в заколонное пространство. Минимальное предельное значение В/Ц соответствует 0,3 и с его понижением это нельзя реализовать. В то же время повышение В/Ц выше 0,6 повышает пористость ТК, что приводит к снижению его прочностных свойств. В некоторых случаях авторы предлагают использование безводных ТС на углеводородной основе [2]. Применение углеводородов для приготовления ТС позволяет повысить трещиностойкость ТК и в этом случае добавка выступает в роли пластификатора.

В технологии приготовления ТС важно учитывать давление и температуру, поскольку эти термодинамические характеристики оказывают большое воздействие на массообмен в системе. В частности, рост давления приводит к повышению скорости гидратации. Рост температуры приводит к повышению скорости растворения клинкера. В значительной мере ослабить влияние давления и температуры позволяют химические реагенты, основные из которых будут рассмотрены ниже.

Для повышения свойств тампонажного раствора применяют различные добавки (концентрация добавок, указанная в скобках, нормирована на массу цемента):

- Ускорители твердения и схватывания. Применяются для снижения времени схватывания цемента. В качестве основных ускорителей применяются CaCl_2 (до 2 масс. % при 0-100°C), NaCl (2-5 масс.% при 0-8°C), K_2CO_3 (0,5-2 масс.% при 0-150°C), Na_2CO_3 (1-5 масс.% при 0-100°C), Na_2SO_4 (1-6 масс.% при 0-70°C) и другие. Несомненно, перечень ускорителей более широк и может включать широкую группу хлоридов (FeCl_2 , KCl , AlCl_3 , MgCl_2) и многие другие соединения. Повышение скорости затвердевания связано с повышением концентрации зародышеобразователей и ростом растворимости клинкерных материалов, что реализуется при введении электролитов, диссоциирующих в водных растворах;
- Замедлители твердения и схватывания. Данный класс реагентов позволяет проводить операции по доставке ТС в определенные скважины с высокой забойной температурой

(выше 100°C). Действие замедлителей основано на препятствовании контактированию частиц цемента собой и с водой за счет формирования защитных этих частицах. В качестве основных реагентов можно выделить СДБ (0,2-0,5 масс.% при температуре выше 50°C); Окзил (0,1-3 масс.% при температурах до 200°C); КССБ (0,1-7 масс.% при температурах до 200°C) и другие. Побочным действием СДБ, КССБ и Окзил является вспенивание, пластификация и снижение фильтрации ТС. Одной из самых низких концентраций для введения в ТС обладает борная кислота (0,1-0,25 масс.%), добавление которой повышает прочность тампонажного камня. Хорошие показатели у полисахаридов (декстрин, КМЦ, модифицированная КМЦ) [3].

- Разжижители (пластификаторы). Пластификация и снижение вязкости ТС реализуется за счет введения таких реагентов, что особенно важно для скважин большой глубины и высокой скорости восходящего потока раствора. Действие пластификаторов основано на блокировании структурообразования и соответствующем снижении вязкости и напряжения сдвига. Многие из замедлителей старения также могут использоваться в качестве пластификаторов. Среди основных специальных пластификаторов можно выделить: С-3 (0,3-0,8 масс.%, температура не выше 50°C), ПАЩ (0,1-1 масс.%, температура не выше 75°C), СПД (0,2-0,3 масс.%, температура не выше 100°C) и другие. К побочным эффектам некоторых пластификаторов можно отнести вспенивание (характерно для пластификаторов СПД, ЦНИПС-1, ВЛХК).

- Понижители фильтрации. Данные реагенты позволяют снизить объем фильтрата, который поступает в пласты высокой проницаемости. Понижители фильтрации повышают вязкость ТС, связывая большее количество воды. В качестве основного понизителя можно выделить бентонит (10-25 масс.%, температура не выше 200°C). Также широко применяются различные полимеры: акриловые полимеры (метас, гипан), полисахариды (МЦ, МК, КМЦ). В отличие от бентонита, концентрации полисахаридов и акриловых полимеров несколько ниже (0,1-1,5 масс.% для гипана; 0,2-1,5 масс.% для МК).

Стоит отметить, что все эти добавки значительным образом влияют на свойства тампонажного камня (ТК). Например, пластификаторы, замедлители схватывания и понизители фильтрации повышают прочность камня возрастом 7-360 суток (при концентрациях 0,1-0,3% от массы сухого вещества). Рост концентрации таких реагентов снижает прочность ТК. Понизители водоотдачи полимерного характера загущают ТС и требуют комплексного воздействия с пластификаторами – ПАВами. Если рассматривать влияние ускорителей схватывания, то прочность ТК может изменяться как в меньшую, так и в большую сторону в зависимости от типа добавки.

Постоянно появляются новые добавки, которые могут быть внедрены в технологию получения ТС в ближайшее время. Резюмируя вышесказанное, стоит отметить, что подбор оптимальных технологических параметров приготовления ТС является ключевой задачей при строительстве и реконструкции скважин, исследования в данной области должны проводиться более активно. Внедрение новых добавок для ТС позволит обеспечить высокотехнологичные свойства в совокупности с низкой проницаемостью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов, А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учеб. пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко П.П., Ю.М. Проселков. – М.: ОАО «Издательство «Недра»», 1999. – 424 с.
2. Силин, М.А. Тампонажные растворы на углеводородной основе для ремонтно-изоляционных работ / М.А. Силин, Л.А. Магадова, М.Н. Ефимов, Н.Н. Ефимов, З.Н. Шидгинов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2010. – № 3. – С. 87-94.
3. Минаев, К.М. Облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита / К.М. Минаев, В.М. Горбенко, В.А. Кайль, А.С. Бубнов, И.А. Бойко // В сборнике: Проблемы геологии и освоения недр Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2013. – С. 206-208.

ЗАВИСИМОСТЬ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПОСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВОГО СТВОЛА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ОТ ТЕХНОЛОГИИ

ПОДЪЕМА КНБК ПОСЛЕ ОКОНЧАТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ.

И.А.Ткаченко, И.А. Балакирев

ОАО УПНП и КРС, Самара, Россия

Спуск обсадной колонны (далее ОК) входит в один из технологических этапов заканчивания скважины, таким образом влияющим на всю проделанную работу по строительству бокового ствола. От качества спуска ОК зависит правильная работа технологической оснастки «хвостовика», работа по креплению. Более того, существенный рост объёмов строительства боковых стволов обозначил более жёсткие требования к технологии их бурения и заканчивания. Так же при использовании специального оборудования для последующего многоступенчатого гидроразрыва в боковом стволе, необходимость в высоком качестве заключительных работ является одним из требований для достижения высокой эффективности для последующих технологических операций.

В данной статье рассматриваются скважины, бурение транспортного ствола которых производилось шарошечным долотом диаметром 123,8 мм, вскрытие пласта производили долотом PDC диаметром 123,8 мм, горизонтальный участок которых составляет среднюю длину 170 м, имеющие стабильные стенки скважины, не имеющие таких осложнений как поглощение бурового раствора и НГВП, траектория которых соответствует среднему радиусу искривления. Во все скважины была спущена обсадная колонна диаметром 101,6 мм с установкой в интервале продуктивного горизонта перфорированной ОК, разделительным элементом цементируемой части от перфорированной, служил манжетный переводник. Для достижения результатов, удовлетворяющих данным условиям, после бурения производят проработку бокового ствола КНБК имеющую жесткость в несколько раз превосходящую жесткости обсадной колонны. Было проанализировано 15 скважин на таких месторождениях как Лянторское, Биттемское, Нижне-Сортымское, Мурьянское, Верхненадымское. Длина всех боковых стволов составляла в среднем 600 метров.

В компоновку на окончательную проработку перед спуском обсадной колонны включали: долото с алмазными PDC пластинами, два калибратора диаметром 123,8 мм, соединенных последовательно. Во всех случаях использовали одинаковые параметры проработки: нагрузка до 2тн, частота вращения 60-80 об/мин., расход 9-12 л/сек. На примере данных скважин, после достижения проектной глубины

было рассмотрено два варианта подъема КНБК из открытого ствола: 1) подъем бурильной колонны без циркуляции; 2) подъем с циркуляцией и вращением бурильной колонны в районе горизонтального участка ствола.

Рассматривая первый вариант получается, что, достигнув забоя проводили промывку в объеме 2 циклов. Имея в каждом случае горизонтальное окончание промывку производили с интенсивным расхаживанием бурильной колонны. Интенсивность потока жидкости составляла 9 л/сек. Средняя скорость подъема составила 0,27 м/сек. При спуске обсадной колонны диаметром 101,6 мм начиная с района открытого ствола с зенитным углом в 80° наблюдались разгрузки обсадной колонны на 5-6 тн и вплоть до полной остановки движения, результаты спуска ОК по скважинам показаны на рисунке 1.



Рис.1 Разгрузки при спуске ОК в открытый ствол, при подъеме КНБК после проработки без циркуляции и вращения.

Здесь мы видим существенное сопротивление движению ОК, с учетом того, что средняя глубина по стволу составляет 2700м, и средний вес при движении бурильного инструмента вниз 24тн, разгрузки до 20тн представляют реальную угрозу заклинивания ОК из-за нехватки веса бурильного инструмента. На скважине №3082 куста №468 Лянторского месторождения, длина горизонтального участка составляла всего 60 метров, но, несмотря на это «хвостовик» с трудом зашел до забоя, инструмент полностью прекращал движения, вследствие резких толчков и придания инерции установили на нужную глубину. Данный факт свидетельствует о присутствии сил, препятствующих движению обсадной колонны, среди которых присутствие в горизонтальном участке шламовых отложений.

Режим промывки после окончательной проработки характеризуется расходом промывочной жидкости в 9 л/сек. Реологические параметры бурового раствора на всех скважинах идентичны, так же, как и геометрические, для расчетов возьмем средние значения:

- η - пластическая вязкость Па·с;
- τ - динамическое напряжение сдвига Па;
- ρ - плотность бурового раствора кг/м³;
- D - диаметр открытого ствола м;
- d_{73} - диаметр внешней стенки СБТ м;
- v - скорость потока в заколонном пространстве м/сек.

Делая допущение, что буровой раствор является вязкопластичной жидкостью, используя формулу Е.М. Соловьева определим условие перехода от структурного к турбулентному режиму течения:

$$Re_{кр} = (2100 + 7,3 * He^{0,58}) \quad (1)$$

где He - критерий Хедстрема.

$$He = \frac{\tau(D-d_{73})^2 \rho}{\eta^2} \quad (2)$$

При условии: $0 \leq He \leq 1,2 \cdot 10^7$

$$Re_{кр} = \frac{\rho v_{кр}(D-d)}{\eta} \quad (3)$$

Имея данные:

Параметр	Значение
Пластическая вязкость, Па·с	0,018
Динамическая вязкость, Па	11
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1140
Диаметр открытого ствола, м	0,1238
Диаметр внешней стенки СБТ, м	0,073
Расход промывочной жидкости, л/с	9

После расчетов получается, что $Re_{кр}=7893$, соответственно выше данного значения происходит смена режима течения на турбулентный. Зная $Re_{кр}$ определим скорость потока бурового раствора, при котором возможен переход режима течения: $v_{кр}=2,45$ м/с. Зная скорость определим расход бурового раствора для удовлетворения данного условия:

- объем одного метра заколонного пространства: $V = V_D - V_{d73}$
 $V=0,01203-0,00418=0,0078\text{м}^3=7,8\text{л}$

Отсюда расход бурового раствора $Q=7,8 \cdot 2,45=19,11$ л/с. Из данного результата делаем вывод, что поток в заколонном пространстве во время промывки является ламинарным, таким образом производительности буровых насосов недостаточно для создания турбулентного потока, и так же при создании потока такой силы не исключены осложнения в виде поглощения бурового раствора за счет создания увеличенной вдвое производительности насосов и соответственно давления создаваемого в открытом стволе. Сопоставляя данные о расходе промывочной жидкости, режима ее течения с информацией о разгрузках на рис.1, можно сделать вывод о том, что действительно открытый ствол при подъеме без вращения и циркуляции, остается не полностью очищен от шлама. Что в свою очередь затрудняет спуск ОК, со всеми сопутствующими составляющими (задавливание бурового раствора, эффект свабирования, разрыв пластов).

Таким образом проанализировали скважины по второму варианту подъема. Получается, что, создавая расход в 9 л/с мы не обеспечиваем турбулентный режим течения, но компенсируем вращением бурильной колонны во время подъема с циркуляцией. Вращение создает движение промывочной жидкости в отложениях. Шлам поднимается в ту часть скважины, где происходит движение бурового раствора. На рисунке 2 отображены максимальные разгрузки при спуске ОК.



Рис.2 Разгрузки при спуске ОК в открытый ствол, при подъеме КНБК после проработки с циркуляцией и вращением.

Средняя скорость спуска ОК составила 0,4 м/с, спуск в данных скважинах происходил без сильного сопротивления относительно скважин, рассмотренных выше, плавно без резких движений. Тем самым не создаем дополнительное гидравлическое воздействие, на стенки открытого ствола

уменьшая вероятность образования непредвиденных осложнений, связанных со спуском и дальнейшей цементной заливкой.

Выводы:

- В связи с невозможностью создания идеальных условия для полного выноса частиц шлама, рассмотренное дополнение поможет более эффективно очистить открытый ствол, с использованием уже существующего оборудования, результаты анализа говорят о положительной динамике;
- Высокая стоимость бурового раствора для бурения скважин с горизонтальным окончанием, и дополнительное время, затраченное на подъем КНБК по вышеописанному принципу, значительно ниже потенциальных затрат на ликвидацию осложнений, обусловленных неудовлетворительным качеством очистки ствола скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарыгин Ю.М.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин Ю.М. Басарыгин А.И. Булатов, Ю.М. Проселков М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001 г. - 632 с.
2. *Левинсон Л.М.* Управление искривлением скважин Л.М. Левинсон Т.О. Акбулатов Х.И. Акчуринов Учеб. Пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000 г. – 88 с

УДК 622. 244. 442.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БЕЗБАРИТОВЫХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ ПРИ ПРОМЫВКЕ НАКЛОННО
НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В
УСЛОВИЯХ АВПД**

О.В. Ножкина

ООО «СамараНИПИнефть»

г. Самара, Россия

Сохранение устойчивости глинистых отложений, особенно во время вскрытия их наклонно направленным или горизонтальным стволом была и остаётся одной из важнейших задач при бурении скважин. Наиболее сложным является выбор оптимальной технологии технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин в скважин в зонах аномально высокого пластового давления (АВПД) как как природного, так и техногенного происхождения.

Актуальность учета и прогноза напряженного состояния массива массива горных пород, содержащего нефте- и газонасыщенные коллектора коллектора характерна для большинства месторождений, осложненных АВПД [1]. Физические свойства чистых глинистых пород, используемых в качестве индикатора порового давления, на больших глубинах, для которых характерно возникновение АВПД, определяются главным образом степенью их уплотнения. Глинистые породы, вмещающие залежи нефти, газа или воды с АВПД, менее уплотнены и имеют более высокую пористость в сравнении с аналогичными глинистыми породами, содержащими пластовую воду при нормальном поровом давлении.

В настоящее время в разработку вовлекаются месторождения с трудно извлекаемыми запасами, характеризующиеся сложными горно-геологическими условиями, низкой проницаемостью и слабым развитием инфраструктуры. Одна из проблем, связанных с такими месторождениями заключается в слабой изученности региональных полей напряжений и резкой изменчивости величин и направлений горизонтальных напряжений по глубине. Напряженное состояние массива оказывает значительное влияние на устойчивость стенок скважины особенно горизонтальных участков. Необходимость учета направления и величин напряжений при выборе способов проводки и заканчивания скважины связана с их влиянием на направление развития естественных систем трещиноватости и зависимостью направления трещин, создаваемых гидроразрывом пласта от естественного напряженного состояния, что впоследствии оказывает значительное влияние на объёмы добычи [2]. Изменение пластового давления, формирование системы поддержания пластового массовое внедрение гидроразрыва пласта ведет к перераспределению напряженного состояния массива в районах некоторых скважин, а иногда и всего месторождения [3]. Косвенно это подтверждается расширением областей, связанных с техногенной сейсмичностью, вызванной разработкой месторождений. Таким образом, необходим постоянный мониторинг напряженного состояния массива горных пород в районах месторождений углеводородов и учет информации этих измерений при строительстве скважин и разработке месторождений с внедрением способов интенсификации нефтедобычи [1].

Изученность геомеханических характеристик месторождения, оказывающих существенное влияние на устойчивость горных пород в процессе их вскрытия бурением. Особенно это важно при бурении горизонтальных скважин, где и сегодня остаются вопросы обеспечения противодействия на стенки скважины [4].

Когда ствол становится наклонным, различие между основными напряжениями, действующими перпендикулярно поперечному сечению, увеличивается, то есть, возрастает напряжение сжатия вокруг ствола скважины.

Для прогнозирования аномального давления по геофизическим данным используют три методики: 1) эквивалентных глубин, 2) кривых нормально уплотненных глин и 3) компрессионной кривой. Все три методики основаны на одной и той же физической предпосылке и различаются между собой лишь аналитической реализацией этой предпосылки.

Оценивая устойчивость глинистых пород на стенках скважины, следует суммировать показатели, характеризующие различные процессы при взаимодействии с буровым раствором. Градиент давления устойчивости пород представлен в виде суммы градиентов давлений: горизонтальной составляющей геостатического (бокового распора), тектонического, порового, гидратации фильтратом бурового раствора, осмотического контактирующих сред (водной фазы бурового раствора и поровой воды). Это позволяет определить оптимальную плотность промывочной жидкости, гидростатическое давление которой компенсирует давление пород и насыщающих их флюидов.

Для обеспечения устойчивого состояния ствола скважины нужно подбирать промывочную жидкость не только соответствующей плотности, но и определенного химического состава. Увеличение плотности промывочной жидкости до величины, эквивалентной коэффициенту аномальности порового давления и ингибирование раствора, позволяют стабилизировать приствольную зону, замедлив увлажнение глин, ослабление связей по плоскостям напластования слоистых образований, сократив область пластической деформации и сохранив область упругих деформаций (релаксации напряжений) в нетронutom массиве. Однако, последнее возможно лишь при совместимости интервалов, т.е., когда повышение плотности не вызовет гидроразрыва вышележащих интервалов.

Существенный рост объемов бурения обозначает более жесткие требования к технологии ведения работ. Особенно это касается боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов в условиях АВПД и повышенных температур, поскольку малый диаметр ствола и малые зазоры в затрубье обуславливают большие риски, связанные с неустойчивостью пород, избыточными репрессиями, в том числе на продуктивные пласты. Для обеспечения устойчивого состояния пород на период времени, достаточный для проведения технологических операций, необходимо подбирать промывочную жидкость не только соответствующей плотности, но и определенного химического состава. Грамотно подобранная промывочная жидкость, обладающая всеми необходимыми функциями, способна исключить временные и технико-технологические затраты ликвидации осложнений и аварий, что очевидно повышает эффективность процесса бурения.

Нами проведены исследования и предложены методы выбора оптимальной технологии промывки горизонтальных и наклонно направленных скважин в глинистых отложениях. В частности, поровые давления определялись по исследованиям шлама, отобранного при бурении неустойчивых интервалов. Необходимый уровень ингибирования определялся нами по изучению скорости увлажнения, диспергации проб шлама, а также сорбции паров рассолов солей (метод Ченневерта) [5, 6]. Расчёты необходимых реологических и фильтрационных показателей

осуществлялись в соответствии с методикой НПО Бурение [7]. Минимальные и максимальные горизонтальные напряжения пластов определялись с использованием методики, предложенной

Основными требованиями к буровым растворам при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин являются:

- обеспечение высоких выносящих и удерживающих свойств промывочных жидкостей для качественной очистки ствола;
- регулируемость параметров бурового раствора (фильтрации, реологических, смазочных, ингибирующих свойств);
- обеспечение высоких ингибирующих характеристик с целью сохранения устойчивости ствола на протяжении всего времени его бурения;
- исключение рисков осложнений при использовании буровых растворов с удельным весом более 1,30 г/см³ (прихваты и не доходы хвостовиков, образование пробок из твердой фазы бурового раствора в бурильном инструменте из-за выпадения твердой фазы бурового раствора в осадок);
- сохранность фильтрационно-ёмкостных характеристик продуктивного пласта.

Всем этим требованиям наиболее полно отвечают системы буровых растворов на высоко минерализованных рассолах, ввиду минимального содержания в них твердой фазы, устойчивости систем к воздействиям пластовых сред, высоких ингибирующих характеристик и лёгкого регулирования состава, и свойств.

В 2010 г. использование высокоплотных безбаритовых буровых растворов инициировало ООО «РН-Юганскнефтегаз». В пилотных промышленных испытаниях выявились недостатки такого раствора, обусловленные именно качеством понизителя фильтрации, в частности ОЭЦ. Низковязкие марки продукта не обеспечивали приемлемые фильтрационные характеристики (особенно при высоких, до 100⁰С, температурах), а высоковязкая ОЭЦ (Сульфацилл) существенно «загущала» рассол, создавая избыточные гидродинамические давления. Естественно, главной задачей создания системы раствора явилась проблема разработки и промышленного производства реагента-понизителя фильтрации, способного обеспечить нужные свойства раствора.

Следует отметить, что существующий ассортимент материалов и реагентов для регулирования фильтрационных свойств растворов на основе тяжёлых солей весьма ограничен. Определяется это тем, что рассолы указанных солей весьма агрессивны, и если регулятор структурных характеристик – биополимер, работоспособен в этих рассолах, то спектр применимых понизителей

фильтрации ограничен крахмалом, оксигетилированной целлюлозой (ОЭЦ) и более термостойкими - карбоцепными полимерами: тройным сополимером винилсульфоновой кислоты, винилацетамида и акриловой кислоты (Hostadrill 1461, текущая модификация – 4706), в настоящее время выпускаемым фирмой Хёхст, Германия [8] и реагентом ЦЭПС (гидролизированный циангетилированный поливиниловый спирт) [9]. Последний был разработан в СССР и, хотя принципиально отличался составом, но функционально был аналогичен реагенту Hostadrill-1461. Однако, экспериментальная проверка и Hostadrill-1461, и синтезированного на основании авторского свидетельства ЦЭПСа, стабильных в полиминеральной среде (до 5% Ca^{++}) показала их недостаточную солестойкость при насыщении, например, смесью хлорида и нитрата кальция (Табл.1). Таким образом, обозначилась задача синтеза термосолестойкого понизителя фильтрации, обеспечивающего при этом приемлемые реологические свойства высокоплотного рассола.

Удалено: 1

Для решения этой задачи были проведены расчёты по методике, предложенной А.И. Пеньковым [10], а также осуществлено конструирование предполагаемых макромолекул с использованием моделей Стюарта - Бригли. Повышение термостойкости и минимизация вязкостных и реологических параметров обеспечивались карбоцепной природой сополимера, а повышение солестойкости – введением в состав сополимера оксигетилированного полисахарида. В результате была получена регулярная макромолекулярная структура, обладающая, как и подтвердилось результатами синтеза, указанным набором свойств.

Таблица 1 – Фильтрационные и реологические показатели модельного бурового раствора со стабилизирующими добавками, вводимыми по отдельности

Добавка, %	Фильтрация при 20 ⁰ С, см ³ /30мин	Фильтрация при 100 ⁰ С, см ³ /30мин	$\eta_{пл}$ при 20 ⁰ С, мПа·с	τ_0 при 20 ⁰ С, дПа
Сульфатцелл-2 марки 400				
0	14,6	32	55	96
0,04-0,05	10,5	23	57	104
0,1	8,3	15,0	69	145
0,2	4,6	9,7	75	234
0,4	2,0	6,2	88	>300
0,6	1,2	4,8	102	>300
ЦЭПС				
0,05	13,3	24	53	96
0,1	7,4	12,7	55	74
0,2	3,1	10,4	57	56

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

0,4	2,0	7,9	68	53
Hostadrill-1461				
0,1	8,0	13,0	54	70
0,2	3,5	10,1	55	51
0,4	2,8	9,3	64	45

Солестойкость понизителей фильтрации существенно зависит от регулярности их макромолекулярных структур [10]. Так, авторами [11] отмечено существенное снижение фильтрационных свойств биополимерных растворов, обработанных композициями, включающими неионогенные и полианионные полимеры различной степени регулярности их гидратированных структур. В частности, отмечалось снижение фильтрации композиций ПАЦ с ОЭЦ. Нами было проверено предположение о повышении конечной солестойкости понизителя фильтрации из композиции анионоактивного ЦЭПС и неионогенной ОЭЦ.

Причём, введение ОЭЦ в композицию на стадии цианэтилирования, обеспечило очевидный синергизм, по сравнению с аддитивной смесью продуктов, то есть, очевидно, химическое «встраивание» звеньев ОЭЦ в макромолекулярную композицию сополимера. Соответственно, была исключена доступность карбоксильных групп для межмолекулярных сшивок, обеспечено увеличение растворимости условного элементарного звена макромолекулярной композиции и, соответственно обеспечена стабильность коллоидной структуры биополимера.

Под фирменным названием ЦЭПС-С, продукт промышленно освоен на мощностях Дзержинского завода «Оргсинтез-ОКА»

Собственно, система раствора разработана на основе солевой композиции КТЖ-1600 (смеси нитрата и хлорида кальция), которая обеспечивает плотность рассола выше 1,6 г/см³. Для обоснованного выбора наиболее технологичного состава солевой композиции проанализирован опыт работы и свойства таковых для выявления рисков при работе с ними. Во внимание принимались как особенности товарной формы (содержание воды, гранулированность, смораживаемость в глыбы), так и технологические особенности (максимальная плотность, кислотность, растворимость полимеров и совместимость с ними). Также были проведены исследования реологических характеристик различных составов солей в зависимости от концентраций и температуры.

Нами на основании проведенных исследований утяжеляющих солевых композиций, биополимерных структурообразователей и реагентов-стабилизаторов в рамках целевого инновационного

проекта была подобрана и запатентована система безбаритового бурового раствора.

Для образования структуры и обеспечения псевдопластичных свойств был выбран биополимерный структурообразователь на основании экспериментальных данных по оценке микробиологической устойчивости различных биополимеров во времени. Наиболее эффективным из исследованных был признан XG Polimer.

Дополнительные компоненты системы: кремнийорганический пеногаситель Пента- 465, бактерицид Flosid, карбонатный утяжелитель-кольматант – мел МТД 1.

Фильтрационные характеристики безбаритового бурового раствора регулирует выше описанный, ЦЭПС-С. Рецепт безбаритового бурового раствора представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Рецепт безбаритового бурового раствора

Наименование	кг/м ³	Предполагаемые поставщики
Структурообразователь (XG Polimer)	2,5 ±0,5	ЗАО «НПО Ресурс», ООО «Химбурнефть»
Понизитель фильтрации (ЦЭПС-С)	2,5 ±0,5	ООО «Оргсинтез ОКА»
Смазочная добавка (ССД-2М)	5 ±2,0	ЗАО «НПО Ресурс», зарубежные поставщики
Пеногаситель (Пента-465)	0,5 ±0,1	ООО «Химеко»
Утяжелитель-минерализатор (КТЖ-1600)	1068,7 ±15	ООО «Нефтегазбурсервис»
Кольматант (мел)	30 ±10	ООО «НПК Экс-Бур» ООО «Миррико»
Ингибитор коррозии (Уротропин)	0,5 ±0,1	ООО «Химеко», ООО «НПК Экс-Бур»

В табл. 3 приведены результаты выбора оптимальной полимерной композиции, а в табл.4. показан синергизм, обеспечиваемый химическим взаимодействием продуктов.

Таблица 3 – Фильтрационные и реологические показатели модельного бурового раствора с добавками в количестве 0,2% полимерной композиции (ЦЭПС-С)

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Соотношение компонентов в композиции ЦЭПС-С		Фильтрация при 20 ⁰ С, см ³ /30мин	Фильтрация при 100 ⁰ С, см ³ /30мин	$\eta_{пл}$ при 20 ⁰ С, мПа·с	τ_0 при 20 ⁰ С, дПа
Сульфакселл-2 марки 400	ЦЭПС				
0,5	9,5	3,1	5,3	57	60
1	9	1,9	2,9	45	66
2	8	1,6	2,3	48	79
3	7	2,7	5,0	60	106
5	5	3,0	5,6	78	183
7	3	3,6	6,9	88	222

Как видно из таблицы 3, изменение соотношения компонентов вне оптимальной области приводит либо к быстрому росту реологических показателей (пластической вязкости - $\eta_{пл}$ и динамического напряжения сдвига - τ_0), что негативно сказывается на гидравлике промывки скважины, либо снижает влияние реагента на показатель высокотемпературной фильтрации раствора (Φ при 100⁰С). При соотношениях гидролизованного ЦЭПС: Сульфакселл-2 от 9:1 до 8:2 снижение показателя высокотемпературной фильтрации (Φ при 100⁰С) утяжеленного биополимерного бурового раствора на водной основе является значимым по отношению к действию обоих продуктов по отдельности. Кроме того, при указанном соотношении компонентов пластическая вязкость $\eta_{пл}$ и динамическое напряжение сдвига τ_0 остаются в приемлемых пределах.

Сопоставление реологических (пластическая вязкость - $\eta_{пл}$ и динамическое напряжение сдвига τ_0) фильтрационных (Φ при 20⁰С и Φ при 100⁰С) показателей и увлажняющей способности глин (P_0), полученных полимерных композиций ЦЭПС с ОЭЦ (ЦЭПС-С) в сравнении с ЦЭПС, приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Сопоставление показателей модельного бурового раствора, обработанного ЦЭПС и ЦЭПС-С

Наименование	Концентрация реагента в растворе, % мас.						
		$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНС 1/10, дПа	Φ при 20 ⁰ С, см ³ /30мин	Φ при 100 ⁰ С, см ³ /30мин	P_0 , См/час
Исх.	-	55	96	12/18	14,6	32	0,013

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ЦЭПС	0,2	57	56	14/18	3,0	10,4	0,012
ЦЭПС	0,4	68	53	9/15	1,3	7,9	0,011
ЦЭПС-С*	0,2	48	79	15/18	1,6	2,3	0,010
ЦЭПС-С*	0,4	62	92	18/24	1,1	1,9	0,009
ЦЭПС+С**	0,2	56	84	15/18	2,4	2,9	0,011
ЦЭПС+С**	0,4	64	126	18/24	0,9	2,5	0,009

* ОЭЦ введено на стадии синтеза (гидролиза ЦЭПС)

** композиция получена простым смешением компонентов (ЦЭПС и ОЭЦ)

Опытные испытания реагента и новой системы раствора, проведенные на 2-х скважинах Малобалыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» показали высокую эффективность новой технологии.

Работоспособность безбаритового утяжеленного бурового раствора оценивалась по следующим показателям:

- Достижение планируемых свойств бурового раствора;
- Снижение гидродинамических нагрузок на ствол скважины;
- Скорость проводки бокового ствола;
- Сохранение проходимости ствола, отсутствие аварий и осложнений;
- Хладостойкость раствора;
- Возможность повторного использования бурового раствора;

Приготовление бурового раствора для проведения работ на первой скважине, его тестирование (включая отборы проб и тестирование их в стационарной лаборатории) осуществлялись в соответствии с программой и методикой проведения испытаний. Максимальная плотность бурового раствора при бурении заключительного интервала первой скважины достигла 1,32 г/см³.

В процессе бурения отмечался рост плотности бурового раствора, связанный с увеличением содержания твердой фазы. Произведенный в стационарных условиях МВТ- анализ показал, что твердая фаза бурового раствора представлена, главным образом, глинистыми частицами, но активность этих частиц невысока, поскольку их поверхность блокирована полимером.

Для промывки второй скважины использовался регенерированный и перевезенный с предыдущей скважины буровой раствор в объеме 60м³. Причём резерва этого раствора хватило (практически без дообработки) на бурение всего интервала совместимых давлений. В интервале бурения последних 260 м раствор до утяжелялся и дообрабатывался для получения параметров, требуемых по программе испытаний. Бурение заключительного интервала осуществлялось при плотности бурового раствора 1,38-1,41 г/см³.

При строительстве второй скважины в течение всего периода бурения был обеспечен предусмотренный программой режим работы очистных устройств (все четыре ступени, включая центрифугу). Соответственно не

было отмечено нарастания содержания коллоидной глинистой фазы, и механическая скорость бурения увеличилась на 20%.

Опытно-промышленные испытания подтвердили технологическую эффективность и функциональность разработок. В результате испытаний также определился ряд условий, выполнение которых является обязательным для обеспечения эффективности внедрения, разработанного безбаритового бурового раствора и реагента-стабилизатора ЦЭПС-С. К числу таких условий следует отнести:

- применение системы многократного использования бурового раствора, включающую в себя приготовление, применение, регенерацию, хранение и повторное применение;

- расширение диапазона рабочих плотностей бурового раствора в интервале 1300...1560 кг/м³;

- комплексное применение единой дозы приготовленного бурового раствора для осуществления всего перечня технологических операций, связанных с заканчиванием скважины (бурение основного ствола, вскрытие продуктивного пласта, перфорация, гидроразрыв, глушение).

В зависимости от геолого-технических и организационных особенностей конкретного месторождения целесообразность применения разработанной системы бурового раствора должна быть оценена для следующих условий:

- Полная автономия (однократное приготовление и использование бурового раствора на всех этапах строительства скважины без последующей регенерации, хранения и повторного использования);

- Локальная оборотность (использование единой дозы приготовленного бурового раствора на всех этапах строительства скважин в пределах одного куста с регенерацией, промежуточным хранением, и повторным использованием);

- Глобальная оборотность (применение одного типа бурового раствора и его непрерывное использование на всех этапах строительства скважин в пределах месторождения или проекта).

Свойства, разработанной системы раствора и реагента позволяют сделать благоприятный прогноз относительно возможностей их широкого применения при строительстве скважин в сложных условиях, что может быть особенно актуально в свете создания технологий, замещающих целый ряд дорогостоящих импортного производства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ибраев В.И.* Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири / В.И. Ибраев – Тюмень, Тюменский дом печати, 2006. – 269с.

2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р.Д. Каневская – М.: Недра, 1999. – 347с.
3. Адушкин В.В. Сейсмичность месторождений углеводородов / В.В. Адушкин, В.Н. Родионов, С.Б. Турунтаева, А.Е. Юдин // Нефтегазовое обозрение. – Весна, 2000 – С.4–15.
4. Свиницкий С. Б. Прогнозирование горно-геологических условий проводки скважин соленосных и глинистых отложениях с аномально высокими давлениями флюидов: дисс. на соискание учёной степени д-ра геолого-минералогических наук: СевКавНИПИгаз. – Ставрополь, 2006. – 525с.
5. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов: АС 1222670 МКИ С09К7/00/ А. И. Пеньков, А. А. Пенжоян, В. Н. Кошелев. – Заявл.15.08.83, Оpubл. 07.04.86. – БИ №13-3с.
6. Chenevert V.E. Glycerol mud additive provides shale Stability. Oil and Gas J., VII. 87, № 29, pp.60-64.
7. Complex inhibitor drilling mud for drilling deep wells in complicated conditions/Maas A.F., Andresson B.A., Penkov A.I., Koshelev V.N., Fathutdinov I.H. //Petroleum Engineer International. – 1999. – August. – P.51-57.
8. Pat. 1300481 Bundesrepublik Deutschland. Wasserbasische Tonspülung / Hille [et al.]. № P1300481.4-24 (F54960); anmeldetag 2 März 1968; auslegetag 7 August 1969. Seiten 3.
9. А. с. СССР № 732357, кл.С09, К7/02«Понизитель водоотдачи буровых растворов», заявл.17.04.1978, опубл. 05.05.1980, Б.И. № 17.
10. Пеньков А.И., Дисс. Д.т.н., 1982 г., Краснодар, 1982 г.
11. Кошелев В.Н., и др. «Влияние степени регулярности макромолекулярных структур на технологические свойства безглинистых полимерных буровых растворов» - в сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение» Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин. - Краснодар, 2002.-Вып.7 С.111-120.

УДК 622.24.063

ИЗУЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК, СКОРОСТИ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ И МРАМОРНОЙ КРОШКИ НА СМАЗЫВАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ¹*М.Е.Коваль*, ²*В.А.Капитонов*¹*ООО «СамараНИПИнефть»*, ²*СамГТУ, Самара, Россия**KovalME@samnpineft.ru*
KapitonovVA@gmail.com

В статье приведены результаты исследований смазывающих добавок с помощью тестера предельного давления и смазывающей способности. С помощью этого прибора определяется крутящий момент, характеризующий коэффициент трения между трущейся парой «металл-металл». В статье приводятся результаты влияния смазывающих добавок на разные типы буровых растворов. В качестве базовых растворов для исследований смазывающих добавок были использованы полимер-бentonитовый, полимер-бentonитовый соленасыщенный и гипсоизвестковый растворы. Рецептуры буровых растворов были взяты из рабочих программ сервисного подрядчика по буровым растворам, участвующего в проводке скважин на месторождениях АО «Самаранефтегаз». Приведены результаты определения параметров базовых растворов, влияние смазывающих добавок и высоких скоростей перемешивания. Проведены исследования влияния смазывающих добавок на полимер-глинистый раствор, содержащий мраморную крошку и без неё. Выявлено влияние скорости перемешивания растворов, после ввода смазывающих добавок, на получаемый крутящий момент. Также рассмотрена методика оценки вспенивающей способности. Приведены результаты исследований вспенивания полимер-бentonитового раствора при вводе различных смазывающих добавок.

Ключевые слова: смазывающая способность; вспенивающая способность; крутящий момент; трущаяся пара «металл-металл»; тестер предельного давления и смазывающей способности; полимер-бentonитовый буровой раствор; полимер-бentonитовый соленасыщенный буровой раствор; гипсоизвестковый буровой раствор; параметры буровых растворов; коэффициент трения

**THE STUDY OF THE INFLUENCE OF LUBRICATING ADDITIVES
FOR DRILLING MUDS USING THE EXTREME PRESSURE
AND LUBRICITY TESTER**

¹M E. Koval, ²V A. Kapitonov

¹*Samara scientific-research and design Institute of oil production*

²*Samara State Technical University*

KovalME@samnpineft.ru

KapitonovVA@gmail.com

The article presents the results of studies of lubricating additives with extreme pressure and lubricity tester. The test consists of measuring the torque of a steel block while being pressed against a rotating steel ring. The article presents the results of the impact of lubricity additives on different types of drilling fluids. As base fluids for studies of lubricity, additives have been used with polymer-bentonite, polymer-salt-saturated bentonite and gypsum-lime mortars. Formulations of drilling fluids were taken from the work program service contractor for drilling fluids involved in the transaction wells at the fields of Samaraneftgaz. The results of determining the parameters of base solutions, the influence of lubricant additives and high speed mixing. Investigated the effect of lubricity additives on the polymer-clay solution containing the marble chips. We investigated the effect of speed of mixing of solutions after the introduction of lubricating additives on the resulting torque. Also the method of assessment of blowing ability. The results of studies of foaming of the polymer-bentonite solution at the input of various lubricity additives.

Keywords: lubricity; foaming capacity; torque; friction pair "metal-metal"; the tester limit pressure and lubricity; polymer-bentonite drilling fluid; polymer-bentonite salt-saturated drilling mud; gypsum-lime drilling mud; drilling mud parameters; coefficient of friction

Целью проведённых исследований являлось: отработка методики изучения влияния различных факторов на крутящий момент трущейся пары «металл-металл» с помощью тестера предельного давления и смазывающей способности.

В качестве смазывающих добавок были использованы жидкие смазки, применяемые на месторождениях АО «Самаранефтегаз». Для сопоставления получаемых результатов смазывающие добавки вводились в буровые растворы трёх типов в разных концентрациях. Также определялись пенообразующие свойства исследуемых смазок в указанных системах буровых растворов.

Приготовление растворов производилось путём введения химических реагентов в порядке, соответствующем порядку, приведённому в рецептуре. У готовых растворов замерялись реологические и фильтрационные параметры. Образцы смазывающих добавок после ввода в заранее приготовленные растворы перемешивать на лабораторной мешалке со скоростями 900-1200 об./мин не менее 5 мин. Измерение коэффициентов трения проводилось на установке «OFITE Lubricity / Ep Tester». Нагрузка пары трения – 150 фунтов·дюйм. Скорость вращения RPM 60 с использованием тест-кольца (111-02) и тест-блока (111-08): трущаяся пара «метал-метал». До начала замера каждой новой смазывающей добавки определялись показания тестера предельного давления на дистиллированной воде. Для оценки способности смазок к пенообразованию образец раствора в объеме 400 мл перемешивался со скоростью 10 000 об./мин в течение 5 минут (с помощью мешалки Hamilton Beach). Вспененный раствор переливался в градуированный цилиндр и фиксировалось изменение объема пены в течение 1 – 3 – 5 – 10 – 15 минут.

На первом этапе были проведены исследования смазывающих добавок в полимер-глинистом растворе, рецептура и параметры которого приведены в табл. 1 – серия исследований 1.

Результаты предварительных исследований смазывающих добавок приведены в табл. 2 и на рис. 1. Как видим из результатов исследований, наибольшее снижение крутящего момента достигается при концентрации 2 % по всем смазывающим добавкам. Дальнейшее увеличение концентрации смазывающей добавки слабо сказывается на снижении крутящего момента. Наилучшей смазывающей способностью обладает смазывающая добавка Glidex. Следом за ней идёт Escolube. Наименьшее снижение крутящего момента наблюдается при введении Bau DF Lube.

Таблица 1 – Рецептура и параметры полимер-глинистого раствора «серия 1»

Наименование реагента	Полимер-бентонитовый			
	концентрация (мас./об.)		наименование параметра	знач ение
	%	кг/м ³		
Na ₂ CO ₃	0,2	2	Плотность, г/см ³	1,08
NaHCO ₃	0,1	1	Пластическая вязкость, сПз	20
NaOH	0,2	2	Динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут ²	15
ПБМВ	5	50	Статическое напряжение сдвига за 10 с,	1,5

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Наименование реагента	Полимер-бентонитовый			
	концентрация (мас./об.)		наименование параметра	знач ение
	%	кг/м ³		
			фунт/100 фут ²	
Desco	0,5	5	Статическое напряжение сдвига за 10 мин, фунт/100 фут ²	5,5
PAC-HV	0,2	2	Показатель фильтрации по фильтр- прессу, мл за 30 мин	5,7
PAC-LV	0,5	5	Толщина фильтрационной корки, мм	1
Мрам. крошка	8,5	85	Коэффициент трения по КТК 2, град.	1,5
Бактерицид	0,1	1	Смазывающая способность по тестеру (крутящий момент), дюйм-фунтов	36,7

Таблица 2 – Результаты исследований смазывающих добавок
в полимер-бентонитовом растворе

Смазывающая добавка	Кон- цент рация, %	Крутящ ий момент, дюйм- фунтов	Пла стич . вязк ость , сПз	ДНС, фунт/ 100 фут ²	СНС за 10 с, фунт/ 100 фут ²	СНС за 10 мин, фун т/10 0 фут ²	Ф за 30 ми н, мл	КТ К, гра д.
Полимер-бентонитовый с мраморной крошкой «серия 1»								
Без смазки	0	36,7	20	15	1,5	5,5	5,7	1,5
Bau DF Lube со скв. 462 Винно- Банновского местор., отобранная в 2016 г.	0,5	32	19,5	15,5	2	3	5,4	1,5
	1	29,4						
	2	26,4						
	5	23,4	22	19	3	5	4,2	3
Ecolube со скв. 6021 Покровского местор., отобранная 26.03.2015	0,5	30,6						
	1	25,5						
	2	16,6						
	5	13,2						
Glidex, предоставленная в лабораторию в 2015 г.	0,5	27,1						
	1	24,4						
	2	14,7						
	5	11,9						

Примечание. Перед определением крутящего момента с буровыми растворами, представленными как в этой таблице и в таблицах, приведённых далее, производились проверки показаний тестера

предельного давления и смазывающей способности с дистиллированной водой. Во всех случаях показания прибора не выходило за допустимые пределы (значение крутящего момента находилось в интервале от 32 до 36 дюйм-фунтов).

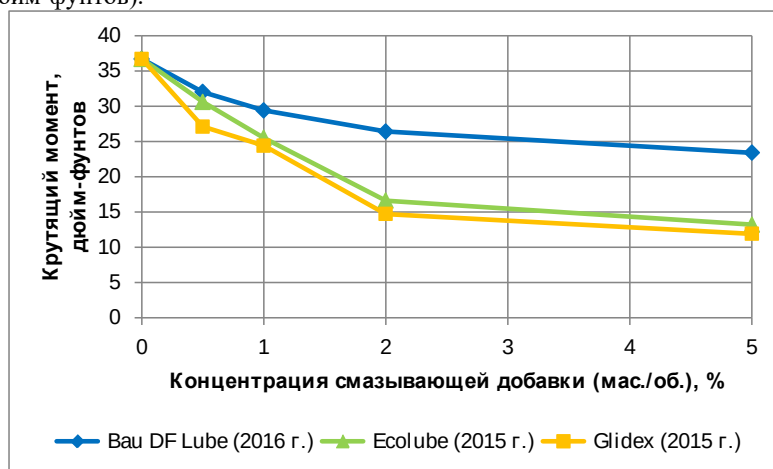


Рис. 1 – Результаты предварительных исследований смазывающих добавок в полимер-бentonитовом растворе «серия 1»

Дальнейшая отработка методики исследований влияния смазывающих добавок на крутящий момент проводилась с использованием добавок:

Bau DF Lube, отобранная со склада подрядчика 14.03.2016;

Glidex m. 3.1 – со скв. № 824 Бариновско-Лебяжинского месторождения 17.03.2016.

Для проведения сравнительных исследований смазывающих добавок были приготовлены полимер-бentonитовый, полимер-бentonитовый соленащенный и гипсоизвестковый растворы. Рецептуры и параметры исходных буровых растворов приведены в табл. 3. В процессе проведения исследований возникли вопросы о возможном влиянии на крутящий момент мраморной крошки и поверхностно-активных веществ, дополнительно включаемых в указанные рецептуры подрядными организациями, поэтому дополнительно были проведены сравнительные исследования отобранных смазывающих добавок на полимер глинистый раствор, рецептура которого приведена в таблице 4.

Таблица 3 – Рецептуры и параметры исходных буровых растворов с мраморной крошкой «серия 2»

Наименование реагента	Полимер-бентонитовый		Полимер-бентонитовый соленасыщенный		Гипсо-известковый	
	концентрация (мас./об.)					
	%	кг/м³	%	кг/м³	%	кг/м³
Na ₂ CO ₃	0,2	2				
NaOH	0,2	2				
ПБМВ	5	50				
РАС-HV	0,2	2				
РАС-LV	0,5	5				
Desco	0,2	2				
Мраморная крошка	10	100				
ТЕСИЛ 210 п	0,2	2				
Бактерицид	0,1	1				
NaOH			0,4	4		
ПБМВ			7	70		
РАС-HV			0,2	2		
РАС-LV			0,5	5		
NaCl			25	250		
Starch			2,5	25		
Мраморная крошка			9	90		
ТЕСИЛ 210 п			0,4	4		
Бактерицид			0,1	1		
Na ₂ CO ₃					0,1	1
NaOH					0,2	2
ПБМВ					3,5	35
РАС-HV					0,2	2
РАС-LV					0,5	5
Starch					2,5	25
Desco					0,5	5
Известь					0,3	3
Гипс					0,3	3
Мраморная крошка					10	100
ТЕСИЛ 210 п					0,2	2
Бактерицид					0,1	1
Наименование параметра	Полимер-бентонитовый		Полимер-бентонитовый соленасыщенный		Гипсо-известковый	
Плотность, г/см³	1,1		1,25		1,11	
Пластическая вязкость, сПз	25		53		57	
Динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут²	23		128		83	
Статическое напряжение сдвига за 10 с, фунт/100 фут²	4		67		21	

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Наименование реагента	Полимер-бентонитовый		Полимер-бентонитовый соленасыщенный		Гипсо-известковый	
	концентрация (мас./об.)					
	%	кг/м ³	%	кг/м ³	%	кг/м ³
Статическое напряжение сдвига за 10 мин, фунт/100 фут ²	21		92		62	
Показатель фильтрации по фильтр-прессу, мл за 30 мин	6		2,8		3,6	
Толщина фильтрационной корки, мм	1		1		1	
Коэффициент трения по КТК 2, град.	2,25		2,75		2	
Смазывающая способность (крутящий момент), дюйм-фунтов	36		26,3		23,9	
pH	12,4		13		12,3	
Ca++, мг/л	800		680		1600	
Cl-, мг/л	1150		150000		1200	
MBT, кг/м ³	36		46		29	
Pf [объём H ₂ SO ₄ 0,02 н, мл]	2		1		1,2	
Mf [объём H ₂ SO ₄ 0,02 н, мл]	1,9		1,5		1,4	

Таблица 4 – Рецепттура полимер-глинистого бурового растворов без мраморной крошки «серия 3»

Наименование реагента	Концентрация (мас./об.), %	
	%	кг/м ³
Na ₂ CO ₃	0,2	2
NaOH	0,2	2
ПБМВ	5	50
РАС-HV	0,2	2
РАС-LV	0,5	5
Desco	0,2	2
Ялан (поверхностно-активное вещество)	0,04	0,4
ТЕСИЛ 210 п	0,2	2
Бактерицид	0,1	1

Влияние смазывающих добавок на трение пары «металл-металл», характеризуемый крутящим моментом, для полимер-бентонитовых буровых растворов приведено на рис. 2 и в табл. 5.

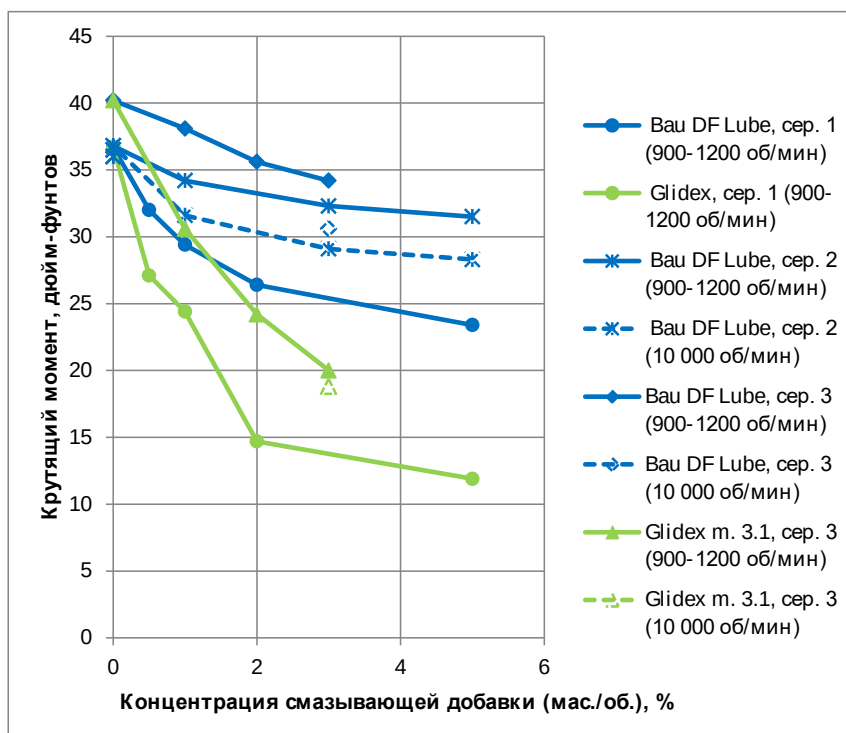


Рис. 2 – Совмещённый график влияния смазывающих добавок на показания крутящего момента в полимер-бентонитовых растворах

На рисунке 2 зелёным цветом показаны результаты, достигнутые при вводе Glidex. Синий цвет – отвечает смазке Bau DF Lube. Результаты предварительных исследований отмечены маркерами в виде кружков – серия исследований 1. Наиболее близкими к предварительно полученным результатам, являются результаты, полученные при исследовании смазки Bau DF Lube в полимер-бентонитовом растворе, рецептура которого приведена в табл. 3 – серия исследований 2, на рисунке она показана звёздочками. Как видим, в предварительных исследованиях, смазывающие добавки Glidex и Bau DF Lube больше снизили коэффициент трения, по всей видимости, из-за некоторого различия реологических свойств исходных буровых растворов. Пунктирной линией показаны значения крутящего момента, зафиксированные после перемешивания раствора со скоростью 10 000 об./мин. Такое перемешивание даёт снижение крутящего момента Bau DF Lube на 3,2 дюйм-фунтов при концентрации смазывающей добавки 3 и 5 %.

Таблица 5 – Влияние смазывающих добавок на параметры полимер-бентонитовых буровых растворов

Смазы- вающая добавка	Конц. (мас./о б.), %	Крутящи й момент, дюйм- фунтов		Пластичес кая вязкость, сПз		ДНС, фунт/100 фут ²		СНС за 10 с, фунт/100 фут ²		СНС за 10 мин, фунт/100 фут ²		Ф за 30 ми н, мл	КТК , град .
Скорость перемешивания, об./мин		900 - 120 0	10 00 0	900- 120 0	10 000	900 - 120 0	10 00 0	900 - 120 0	10 00 0	900 - 120 0	10 00 0		
Полимер-бентонитовый с мраморной крошкой «серия 2»													
Без смазки	0	36		25		23		4		21		6	2,25
	36, 5												
	0	36, 8											
Bau DF Lube	1	34, 2	31, 6	29	22	22	29	6	7	22	27		
	3	32, 3	29, 1	32	14	21	42	4	10	22	30		
	5	31, 5	28, 3	27	21	30	31	5	10	24	28	4,2	2,75
Полимер-бентонитовый без мраморной крошки «серия 3»													
Без смазки	0	40, 2		19		17		3		16			
Bau DF Lube	1	38, 1		19		17		4		21			
	2	35, 6		19		18		4		21			
	3	34, 2	30, 6	20		19		5		23		5,6	1,5
Glidex m. 3.1	1	30, 6		18		19		3		21			
	2	24, 2		17		19		2		18			
	3	20	18, 8	20	21	16	20	2	4	18	22	5,4	2

Полимер-глинистый раствор, приготовленный без мраморной крошки и с ПАВ (Ялан) – серия исследований 3, характеризуется группой кривых, начинающихся от значения крутящего момента 40,2, что выше значений, полученных на растворах с мраморной крошкой. Такое различие, возможно связано с попаданием мраморной крошки между трущейся парой кольцо-блок, приводящее к эффекту «шарика в подшипниках». Как видим, тенденции влияния смазывающих добавок в растворе, приготовленном без мраморной крошки, похожи на растворы с мраморной крошкой: наилучшую смазывающую способность демонстрирует Glidex, при концентрации в 3 % эта смазывающая добавка снижает крутящий момент в два раза. Bau DF

Lube при концентрации 3 % снизила крутящий момент на 15 %, что меньше полученного предварительного результата, когда смазка при той же концентрации снизила крутящий момент почти на 30 %. Как и в случае с растворами с мраморной крошкой, на величину крутящего момента положительно сказывается перемешивание раствора при высоких оборотах (10 000 об./мин), которое при концентрации Bau DF Lube в 3 % даёт снижение крутящего момента до 24 %. И это происходит, несмотря на присутствие в полимер-глинистом растворе ПАВ в концентрации 0,04 %.

Далее переходим к рассмотрению влияния смазывающих добавок на коэффициент трения *полимер-бentonитового соленасыщенного раствора*. Параметры растворов после ввода смазывающих добавок в этот раствор приведены в табл. 6. Как видно из приведённой таблицы с вводом смазки и перемешиванием при скоростях 900-1200 об./мин происходит незначительное снижение коэффициента трения. В то же время, если раствор после ввода смазки перемешивался при скоростях 10 000 об./мин, то значения крутящего момента были ниже.

Таблица 6 – Влияние смазывающих добавок на параметры полимер-бentonитового соленасыщенного раствора

Смаз- вающая добавка	Кон- ц. (мас. /об.), %	Крутящий момент, дюйм- фунтов		Пластическ ая вязкость, сПз		ДНС, фунт/100 фут ²		СНС за 10 с, фунт/100 фут ²		СНС за 10 мин, фунт/100 фут ²		Ф за 30 мин, мл	КТК, град.
Скорость перемешивания, об./мин		900- 1200	10 000	900- 1200	10 000	900 - 120 0	10 00 0	900 - 120 0	10 00 0	900- 1200	10 000		
Полимер-бentonитовый соленасыщенный с мраморной крошкой «серия 2»													
Без смазки	0	26,3		53		128		67		93		2,8	2,75
Bau DF Lube	1	25,8	22,9										
	2		23										
	3		23,5										
	5		22,5		36		10 0		62		89	1,6	3
Glindex m. 3.1	1		25,7		51		19 8		97				
	5	25,4	22,6	33	20	18	42	9	20	9	20	> 20 мл за 10 мин	

Следует отметить, что в соленасыщенном растворе смазывающая добавка Glindex m. 3.1 отрицательно влияет на структуру раствора. Так при концентрации 1 % происходит загущение раствора (динамическое напряжение сдвига увеличивается со 128 до 198 фунт/100 фут²). А увеличение концентрации до 5 % вызывает разжижение бурового раствора и рост показания фильтрации (более 20 мл за 10 мин).

В *гипсоизвестковом буровом растворе* не прослеживается

однозначной зависимости снижения смазывающей способности с повышением концентрации смазывающих добавок (табл. 7), что связано с дополнительным влиянием на показания тестера предельного давления и смазывающей способности твёрдой фазы извести и гипса, присутствующих в растворе.

Таблица 7 – Влияние смазывающих добавок на параметры гипсоизвесткового раствора

Смаз- вающая добавка	Конц. (мас./о б.), %	Крутящи й момент, дюйм- фунтов		Пластичес кая вязкость, сПз		ДНС, фунт/100 фут ²		СНС за 10 с, фунт/100 фут ²		СНС за 10 мин, фунт/100 фут ²		Ф за 30 ми н, мл	КТ К, гра д.
Скорость перемешивания, об./мин		900 - 120 0	10 00 0	900- 120 0	10 000	900 - 120 0	10 00 0	900 - 120 0	10 00 0	900 - 120 0	10 00 0		
Гипсо-известковый с мраморной крошкой «серия 2»													
Без смазки	0	23, 9		57		83		21		62		3,6	1,75
	0	23, 9											
Bau DF Lube	1	23, 5	24, 8	56		62		12		44			
	3	25											
	5	23, 4	21, 3	61	43	66	50	12	9	52	44		
Glindex m. 3.1	1	24, 5		55		71		24		67			
	5	25, 2	23	53	39	69	60	21	22	60	57	3,2	2

При определении *вспенивающей способности*, раствор в объёме 400 мл перемешивался при 10 000 об./мин в течении 5 минут с помощью Hamilton Beach. Результаты исследований приведены в табл. 8 и на рис. 3.

Таблица 8 – Влияние смазывающих добавок на пенообразование раствора, приготовленного по рецептуре «серии 3»

Тип раствора	Полимер-бentonитовый без мраморной крошки			
Наименование и концентрация смазывающей добавки	3 % Bau DF Lube		3 % Glindex m. 3.1	
Исходный объём раствора	400		400	
	мл	%	мл	%
0 мин	500	125	560	140
1 мин	500	125	560	140
2 мин	500	125	560	140
3 мин	490	122,5	560	140
4 мин	490	122,5	560	140

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

5 мин	480	120	550	137,5
10 мин	470	117,5	550	137,5
15 мин	470	117,5	550	137,5

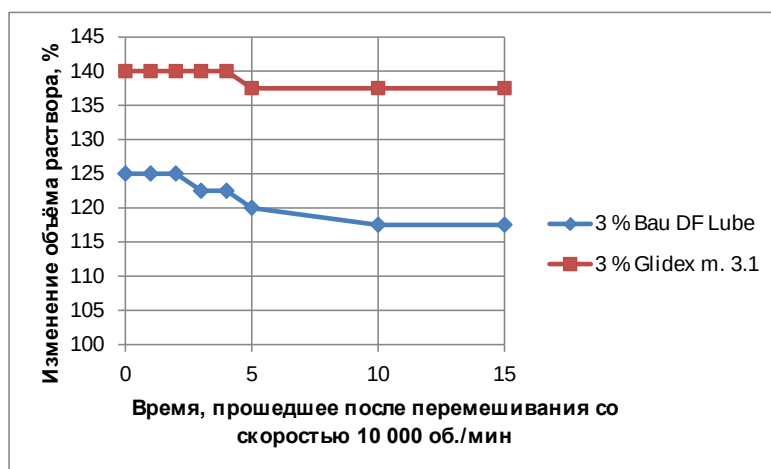


Рис. 3 – Результаты замера вспенивающей способности при вводе 3 % различных смазывающих добавок в полимер-бentonитовом растворе «серии 3»

Исследование вспенивающей способности в полимер-бentonитовом растворе показало, что при концентрации 3 % наибольшее увеличение объема наблюдается при вводе смазки Glidex m. 3.1, которое составляет 140 % от начального объема. Увеличение объема бурового раствора при вводе смазки Bau DF Lube составило 25 %, но за 15 минут объем снизился до 117,5 %.

ВЫВОДЫ

1. Как видно из проведенных исследований оптимальная рабочая концентрация смазывающих добавок – до 2 %, т. к. при последующем увеличении содержания смазывающей добавки коэффициент трения снижается незначительно.
2. Перемешивание растворов при скорости 10 000 об/мин оказывает положительное влияние на снижение коэффициента трения при различных концентрациях смазывающих добавок.
3. Ввод мраморной крошки в полимер-глинистый раствор снижает коэффициент трения при 2 % смазывающей добавки на 30 – 40 %.
4. В полимер-бentonитовом буровом растворе оптимальным соотношением коэффициента трения и вспенивающей способности обладает смазывающая добавка Glidex m. 3.1.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ВИБРОСИТАМИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ЛИНЕЙНОЙ И СБАЛАНСИРОВАННОЙ ЭЛЛИПТИЧЕСКОЙ ВИБРАЦИЙ.

И.А.Ткаченко, И.А.Балакирев

*АО «УПНП и КРС»,
г.Самара, Россия,
ILLARION_08@mail.ru*

Процессы очистки, приготовления и дегазации буровых промывочных жидкостей (буровых растворов) занимают важное место среди других процессов строительства и ремонта скважин. Современная буровая установка немыслима без эффективной системы удаления выбуренной породы и газа из промывочной жидкости. Длительное и многократное воздействие на буровой раствор высоких температур, сдвиговых напряжений, пластовых флюидов требуют не только глубокой очистки раствора от механических примесей, но и непрерывной обработки раствора соответствующими материалами и реагентами, что в свою очередь предполагает оснащение наземной части бурового комплекса соответствующими техническими средствами. Углубление требований к качеству строительства скважин, связанное с истощением месторождений, ужесточение природоохранного законодательства, выход в нефтедобывающие районы со сложными климатическими и геолого-техническими условиями существенно повысили в последние годы уровень требований к технике и технологии очистки и приготовления буровых растворов. Поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах особенно важно при вскрытии продуктивных пластов. Огромные затраты, понесенные при сооружении скважины, могут оказаться напрасными, если при вскрытии продуктивного пласта не была приготовлена промывочная жидкость с требуемыми свойствами и не было уделено достаточно внимания работе средств очистки. Именно средства очистки и эффективная технология химической обработки раствора позволяют перейти к прогрессивной безамбарной технологии строительства нефтяных скважин. Целью безамбарного бурения является максимальное извлечение твердой фазы при минимальных потерях жидкой фазы. Эта цель достигается путем возврата в систему максимально возможного объема жидкой фазы и сброса как можно больше сухого шлама. Этой целью руководствуются при эксплуатации ступенчатой системы очистки.

В бригадах бурения АО «УПНП и КРС» используется четырехступенчатая система очистки бурового раствора. В своем докладе я

расскажу о принципах работы первой - основной ступени очистки, которой является вибросито. А основной целью доклада является проведение сравнительного анализа работы вибросит двух разных модификаций, сравнение сбалансированного - эллиптического движения частиц на сите с линейным движением, мониторинг работы зарубежных и произведенных внутри страны сеток, способствование импортозамещению (использованию сеток, произведенных внутри страны).

Расстановка оборудования для очистки бурового раствора.

На схеме 1. показано существующее размещение оборудования при использовании четырехступенчатой системы очистки бурового раствора. Оборудование по безамбарному бурению должно быть установлено таким образом, чтобы каждая ступень очистки извлекала твердые частицы определенного размера.

Таблица 1. Классификация частиц.

РАЗМЕР ЧАСТИЦ (МИКРОН)	КЛАССИФИКАЦИЯ ЧАСТИЦ	РАЗМЕР СЕТКИ – МЕШ (СПОСОБ ОЧИСТКИ)
БОЛЬШЕ ЧЕМ 2000	ГРУБЫЕ	10, ВИБРОСИТО
2000-250	ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ	60, ВИБРОСИТО
250-75	СРЕДНИЕ	200, ВИБРОСИТО
75-45	МАЛЫЕ	350, ВИБРОСИТО, ПЕСКООТДЕЛИТЕЛЬ
45-5	СВЕРХМАЛЫЕ	ПЕСКООТДЕЛИТЕЛЬ, ИЛООТДЕЛИТЕЛЬ, ЦЕНТРИФУГА
5-0	КОЛЛОИДНЫЕ	-

Оборудование располагается в нужной последовательности, иначе эффективность системы падает. Обслуживающий персонал должен быть хорошо подготовлен: он должен понимать принцип действия каждой

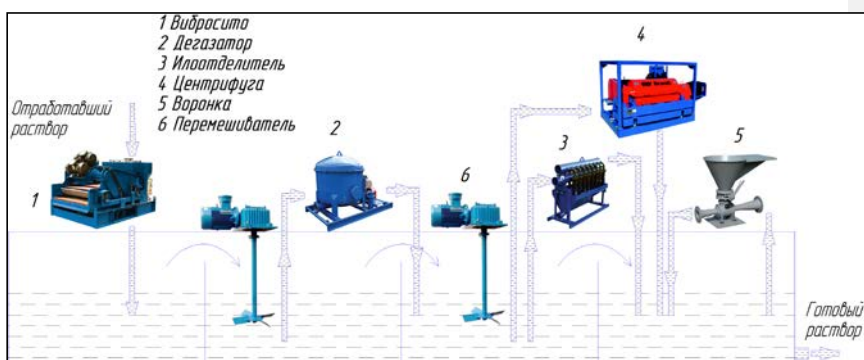


Схема 1. Расположение узлов для очистки и приготовления раствора

Как показано на схеме 1, отработавший раствор попадает на вибросито, которое является первой ступенью очистки бурового раствора, далее через магниты раствор попадает в емкость, после чего раствор дегазируется второй ступенью, дегазатором. Из дегазатора разгазированный раствор попадает в третью емкость, откуда попадает в гидроциклоны (илоотделители, пескоотделители) с помощью шламowego насоса и с помощью винтового эксцентрикового насоса попадает в четвертую ступень очистки бурового раствора, центрифугу. Из гидроциклонов (илоотделителей, пескоотделителей) и центрифуги, очищенный раствор попадает в последнюю емкость. Во всех емкостях установлены перемешиватели бурового раствора. В самой последней емкости установлена воронка для обработки раствора хим.реагентами, после чего готовый буровой раствор закачивается в скважину с помощью буровых насосов.

Вибросито располагается у линии потока (это видно на схеме 1) и удаляет большой процент выбуриваемой породы. Оно используется для удаления максимально возможного количества твердых частиц на самых ранних этапах процесса очистки бурового раствора. Так же вибросито удаляет частицы бурового шлама размером, который можно контролировать за счет размера ячейки сетки (таблица 1).

На нашем предприятии, для удаления твердых частиц на самых ранних этапах процесса очистки бурового раствора, используются вибросито "Cobra" фирмы "Brandt" и вибросито Mongoose PT. Вибросито фирмы "Brandt" имеет два вибромотора и возможность линейного движения, у

вибросита Mongoose PT в наличии три вибромотора с возможностью как линейного, так и сбалансированного - эллиптического движения (Рис. 1).



Рис. 1. Вибросита Cobra" фирмы "Brandt" (вверху) и вибросито Mongoose PT (внизу).

Главным отличием вышеуказанных вибросит является тип движения частиц, который в свою очередь достигается за счет расположения и количества вибромоторов. Вибросита оснащаются двумя (2) или тремя (3) взрывозащищенными вибрационными двигателями. Уникальная компоновка трёх (3) вибрационных двигателей имеет возможность сообщать сеточной деке сбалансированное эллиптическое движение. В версии с двумя (2) двигателями движение деки может быть только - линейное. При сбалансированном эллиптическом движении, скорость сброса твердой фазы замедляется, и тем самым увеличивается сухость шлама. Если один из двигателей «тройной» версии будет отключен, то движение деки становится линейным. Это следует делать тогда, когда нагрузка твердой фазы на сетки – повышенная. При выключенном двигателе ускорение силы тяжести G , развиваемого виброситом, увеличивается на 20%. При длительном режиме отключения третьего двигателя, увеличенное ускорение и прямолинейность движения приводят к сокращению срока службы сеток. Работа всех трех двигателей обеспечивает сбалансированное эллиптическое движение, что не только удлиняет срок службы сеток, но делает шлам более сухим и сокращает потери бурового раствора на вибросите.

Следовательно, тип колебаний, применяемый на вибросите, влияет на качество просеивания, скорость транспортировки (выноса) шлама, скорость износа ситовой поверхности и степень деградации бурового шлама на сетке (степень «разбивания» шлама о сетку вследствие воздействия на него перегрузки).

Сравнение линейной и сбалансированной эллиптической вибрации.

Сбалансированная эллиптическая вибрация (Рис. 2)

- Пониженная сила вибрации ($5G$ максимум)
- Оптимальное удаление твердой фазы
- Максимальное сохранение объемов раствора
- Суше, сбрасываемый шлам
- Увеличенный срок службы сеток

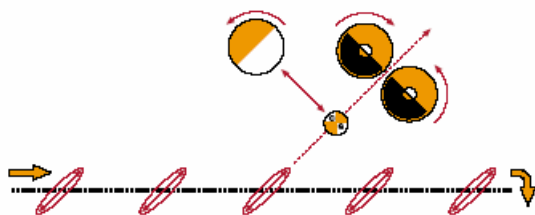
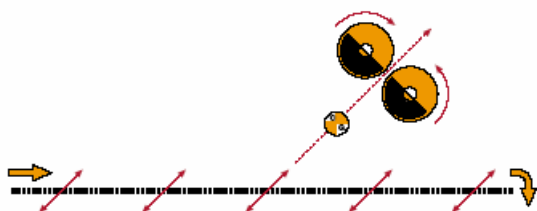


Рис. 2 Линейная вибрация

- Увеличенная сила вибрации (6,3G максимум)
- Ускоренное перемещение шлама по сетке
- Способность обрабатывать растворы с повышенным содержанием шлама
- Увеличивает пропускную способность вибросита
- Увеличивает объем переработанного шлама



Линейная вибрация (работают 2 вибродвигателя):



Сбалансированная эллиптическая вибрация (работают 3 вибродвигателя):



Рис. 2. Примеры вибраций на вибросите.

Считаем нужным отметить еще 3 ключевых характеристики в работе вибросита, непосредственно влияющие на его производительность. Такие как: угол наклона виброрамы, угол направления вибрации, сила вибрации.

Поворотная система для регулировки угла наклона виброрамы.

Вибросито имеет систему регулирования угла наклона виброрамы управляемая вручную (Рис.3). Оператор должен отрегулировать угол наклона виброрамы во время работы вибросита, используя рабочее ручное колесо (гайку), расположенное с каждой стороны виброрамы. Пластина регулировки угла наклона и предохранительный подвес рядом с задней частью виброрамы показывают угол наклона, и снимают нагрузку с системы домкратов во время эксплуатации при нормальных условиях. Система позволяет установить виброраму, наклоненную вверх на 3 градуса и наклоненную вниз на 3 градусов (на 7° в случае Brand-Cobra). При нормальных условиях бурения вибросито должно работать с углом наклона

виброрама между 2 градусами вверх и 2 градусами вниз, так чтобы конец участка заводнения находился рядом с участком сброса предпоследней сетки, на середине последней кассеты. Дополнительный уклон вверх может использоваться для регулирования увеличения подъема твердых частиц, пульсаций потока или увеличения коэффициента проникновения. Увеличение угла наклона корзины переместит конец участка заводнения прямо к заднему краю виброрама, что позволит виброситу поддерживать более высокий уровень потока или формировать более сухой шлам (Рис.4). Неудобством работы виброрама в положении “в гору” является понижение движения твердых частиц и образования более толстого слоя частиц. Неподвижный слой твердых частиц станет причиной закупоривания мелких ячеек сеток, что приведет к более быстрому их износу, и может увеличить количество мелких частиц, проникающих назад в действующую систему бурового раствора. Несмотря на то, что виброрама может быть опущена до 3 градусов (7°) вниз, работа вибросита с низким углом, когда это необходимо, будет требовать использование сеток с крупными ячейками для предотвращения излишних потерь раствора.



Рис. 3. Примеры регулировки угла наклона виброрама (Mongoose справа и слева, Brand “Cobra” в середине)

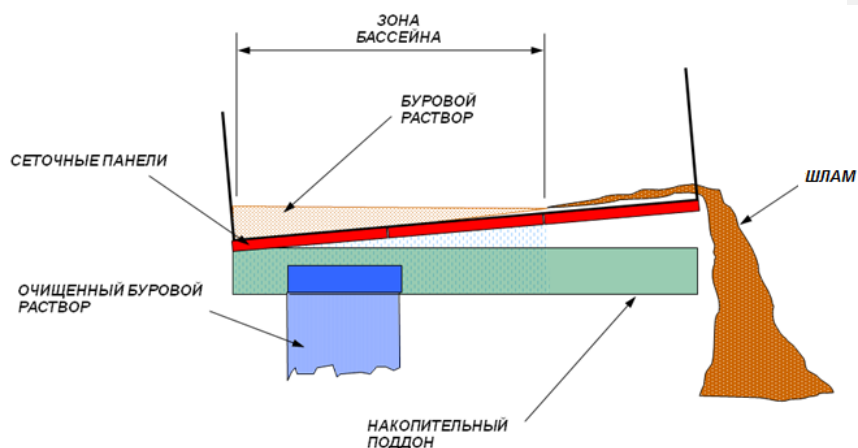


Рис. 4. Сеточная дека вибросита и расположение сеток на ней.
Угол направления вибрации

Угол направления вибрации — это угол с которым вибромоторы установлены относительно виброрама и, следовательно, с каким углом они передают вибрацию. Рассматриваемые вибросита сконструированы с фиксированным углом движения виброрама. Угол движения составляет 50° . Этот угол я считаю оптимальным так как в целом, угол $45\text{--}55^\circ$ считается наиболее подходящим значением в этом направлении, и именно с этим углом удастся достичь наиболее оптимального сочетания между скоростью и количеством удаляемого бурового шлама.

Амплитуда (сила) вибрации.

Объединенный двигатель-вибратор представляет собой механизм, состоящий из независимого двигателя и вибратора. С обоих концов двигателя расположены торцевые крышки вибратора. Торцевые крышки закрывают механизм противовесов. Противовесы могут быть отрегулированы в промежутке значений от 0 до 100 процентов (Рис. 5). Амплитуда вибрации вибросита устанавливается на заводе-изготовителе для обеспечения максимального продвижения твердых частичек и условий. Однако возможно увеличивать или уменьшать амплитуду. Увеличение амплитуды, увеличит движение твердой фазы и проводимость жидкости, но может негативно сказаться на сроке службы сеток и подшипников мотора. Уменьшение амплитуды может увеличить срок службы сеток и подшипников мотора, но негативно скажется на продвижении твердой фазы и проводимости. Амплитуда вибрации может варьироваться от 2 до $5,4g$ ($6,2g$ в случае Mongoose PT). Заводская установка: 5 g, что соответствует 90

процентам. При установке процентного значения на противовесах необходимо помнить, что значения на всех противовесах должны быть на одном уровне. Ошибка в установке приведет к неправильной эксплуатации и может стать результатом повреждения вибросита.

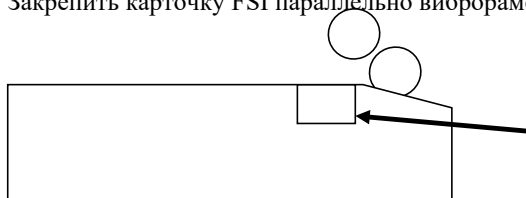


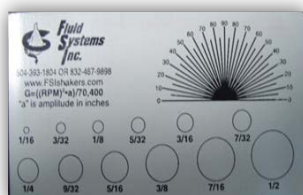
Рис. 5. Регулировка балансиров вибромоторов на вибрационном сите.

Для проверки направления угла и силы вибрации в бригадах используются специальные карточки, которые достаточно просты в обращении и понятны компетентному персоналу. Рассмотрим их использование.

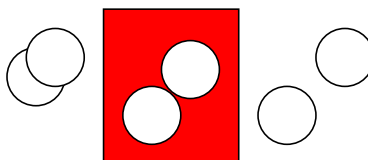
Руководство по пользованию карточкой для измерения направления угла и силы вибрации на виброситах.

1. Закрепить карточку FSI параллельно виброрамене





2. Включить вибросито.
3. На карточке нас интересует:
 - 3.1 Шкала угла импульса. Вся шкала будет расплываться, только от 1 до 3 полосок будут яркими. Самая яркая и будет углом направления движения (рекомендуемый угол 45° - 55°).
 - 3.2 При работе вибросита круги будут раздваиваться. Нас интересуют круги в красном квадрате.



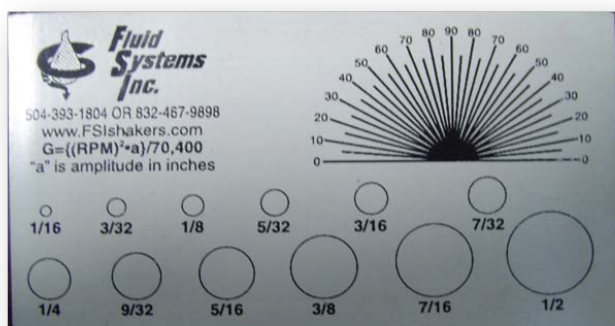
- 3.3 Далее в формулу подставляем вместо **A** значение амплитуды, стоящее под нужными окружностями.

$$G = \frac{RPM^2 \times A}{70400}$$

RPM – количество об/мин. мотора вибратора

Рекомендуемое значение силы вибрации **G** – не мене 4

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



Хочу отметить еще одну особенность вибросита Mongoose PT, а именно системе изменения направления потока раствора.

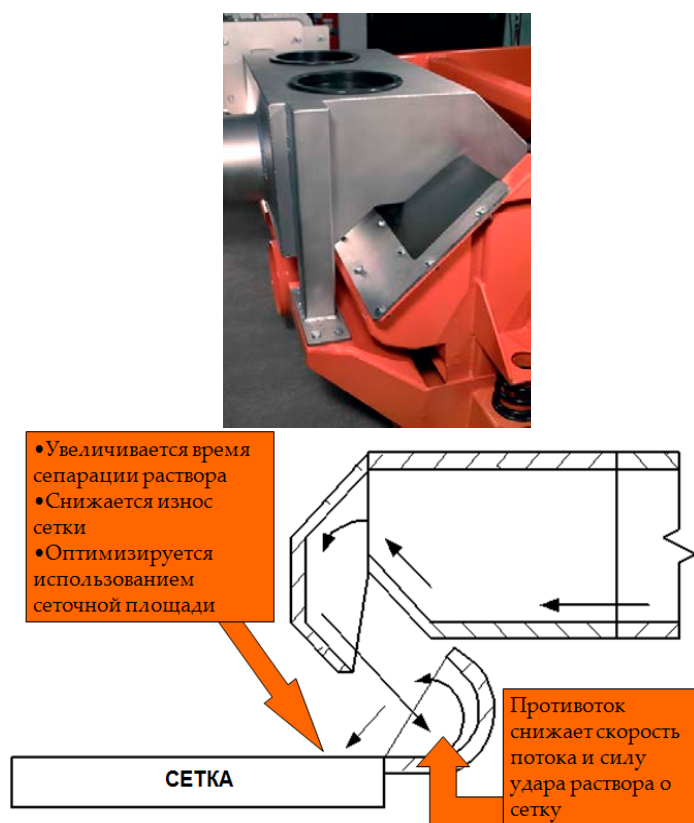


Рис. 6. Система изменения направления потока раствора.

Высокая эффективность фазового разделения вибросита Mongoose PT обеспечивается благодаря установленной на нем новой системе изменения направления потока раствора (Рис.6). Улучшение процесса отсеивания происходит потому, что уменьшается кинетическая энергия бурового раствора и поток поступает к самому началу приемной сетки. Стандартный метод подачи бурового раствора на вибросито заключается в использовании накопительной емкости или резервуара. Жидкость постепенно заполняет водослив. Водослив расположен таким образом, что переливающаяся через него жидкость попадает на начальный конец приемной сетки. Новая система изменения направления бурового раствора устанавливается непосредственно над сеточной декой. Жидкость, с помощью

распределительного короба, перенаправляется из устьевой линии в слепой патрубков, приваренный к задней части сеточной деки. Поток входит в патрубков снизу, закручивается и направляется вверх и обратно направлению общего потока жидкости. Сложение скоростей этих потоков приводит к уменьшению энергии той части потока жидкости, которая поступает на начало приемной сетки. Так как распределительный короб установлен поверх сеточной деки, то препятствия, которые могли бы вызвать задержку и накопление твердой фазы, не образуются. Проходя через распределительный короб, жидкость постоянно вымывает из него шлам. Таким образом, система изменения направления потока раствора (распределительный короб):

- снижает кинетическую скорость потока с устья скважины;
- снижает скорость потока и силу удара раствора о сетку;
- увеличивает время сепарации раствора;
- снижает износ сетки;
- оптимизируется использованием сеточной площади;
- снижает распыливание и потери жидкости.

Сетки для вибросита.

Сетки вибросита предназначены для удаления выбуренного шлама из бурового раствора. Шлам лучше всего удалять на вибросите, поскольку вибросито является первым компонентом оборудования по контролю твердой фазы, через который проходит промывочная жидкость при выходе на поверхность. Если твердые частицы удаляются на вибросите, то это позволяет предотвратить их распад на более мелкие частицы, площадь поверхности которых становится больше и которые сложнее удалить (Рис.7). Вибросита удаляют твердую фазу из бурового раствора, сообщая сеткам вибрирующее движение. Когда буровой раствор и твердая фаза оказываются на сетке, вибрация сетки увеличивает объем жидкости, который проходит через нее, и приводит к сбросу твердой фазы в приемный резервуар.

Сетки представляют собой полотно из плетеной проволоки. Чем меньше размер ячейки проволочной ткани, тем более мелкие частицы она может отделять. По сути, твердые частицы, размер которых меньше размера ячейки сеточного полотна, пройдут через сетку, а более крупные частицы будут удалены. Потенциал сепарации вибросита находится в функциональной зависимости от размера частицы в отличие от других типов оборудования очистки, которые отделяют или сортируют материал по плотности.



Рис. 7. Пример измельчения частиц твердой фазы и соответствующее увеличение площади поверхности.

На сегодняшний день в наличии имеется большое разнообразие типов (конструкций) сеток и сеточных полотен. На нашем предприятии используются самые распространенные и наиболее часто применяемые из них - каркасные сетки с металлическим армированием, сеточным полотном с квадратными ячейками (Рис.8).

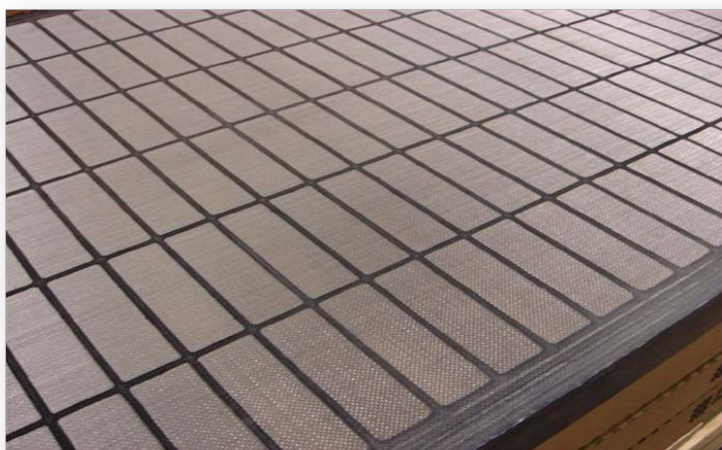


Рис. 8-1. Каркасные сетки с металлическим армированием, сеточным полотном с квадратными ячейками.

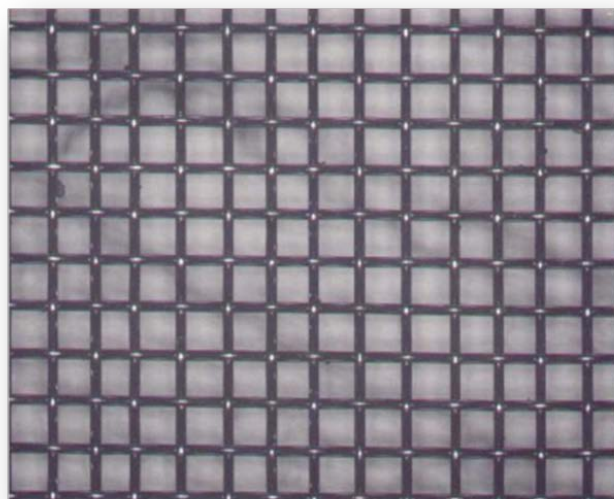


Рис. 8-2. Увеличенное изображение сеточного полотна с квадратными ячейками.

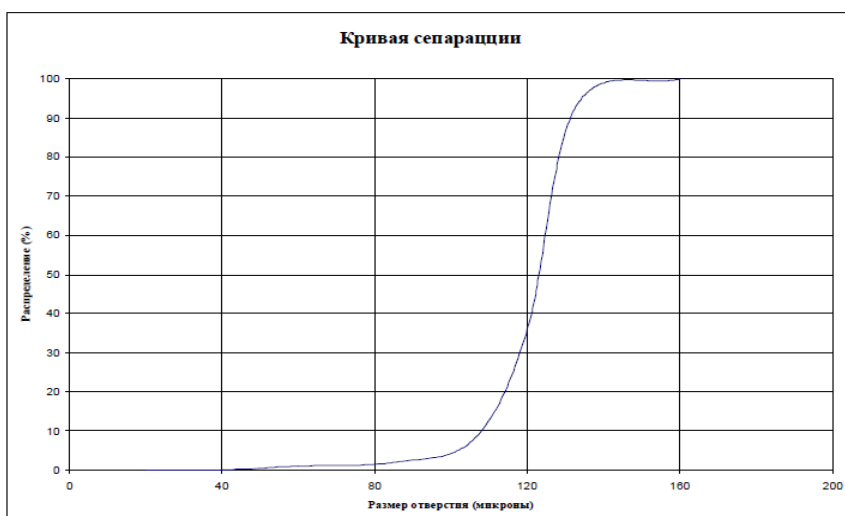
Размер отверстий проволоочной сетки меняется в зависимости от количества ячеек и диаметра проволоки. Размер отверстия в микронах сеточного полотна с квадратными ячейками определяется с использованием нижеследующей формулы. Значение «Отверстия» выражено в микронах, «меш» представляет количество ячеек на дюйм, а «диаметр» обозначает диаметр проволоки в дюймах.

$$\text{ОТВЕРСТИЕ} = \left(\frac{1}{\text{МЕШ}} - \text{ДИАМЕТР} \right) \times 25400$$

Площадь пропускания в процентах определяется с использованием следующей формулы:

$$\text{ПЛОЩАДЬ ПРОПУСКАНИЯ} = \frac{\left(\frac{1}{\text{МЕШ}} - \text{ДИАМЕТР} \right)^2}{\left(\frac{1}{\text{МЕШ}} \right)^2} \times 100$$

График 1. Стандартный результат на сепарацию.



И так вибросита и сетки предназначены для удаления выбуренного шлама из бурового раствора. Размер твердых частиц, которые могут быть отделены от жидкости, зависит от нескольких факторов, включая тип и размер отсеивающего полотна, характеристик бурового раствора, формы

бурового шлама, угла наклона деки вибросита, нагрузки по твердой фазе и т.д. Характеристики сепарации часто являются самым важным фактором при выборе сетки (График 1).

Говоря про износ сеток следует отметить, что повреждение сеточного полотна обычно происходит при абразивном износе (Рис. 9) проволоки при трении о другие слои полотна, а также твердые частицы. Часто средний слой изнашивается быстрее верхнего в результате трения непосредственно о грубый опорный слой. В том случае если размер частиц приблизительно равен размеру отверстий используемой сетки, частицы способны перекрывать или «закупоривать» ячейки (Рис. 9). Когда частицы забиваются в отверстия, пропускная способность сетки сокращается. Причиной закупоривания также может быть жидкость, которая образует непроницаемое покрытие на сетке, например, в случае с соленасыщенными буровыми растворами. В данной ситуации необходимо постоянно смачивать сетку со стороны сброса шлама, чтобы предупредить накопление соли в сухих частях сетки. Все сетки необходимо промывать каждый раз после остановки циркуляции.

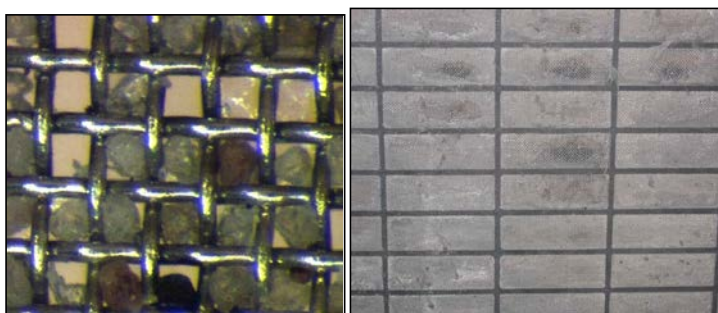


Рис.9. Увеличенное изображение сетки, закупоренной песком (слева).
Стандартный абразивный износ (справа).

Мониторинг работы зарубежных и произведенных внутри страны сеток.

Самым важным фактором при выборе срока службы сеток является стоимость скважины или интервала. Первоначальная цена сеток также влияет на стоимость скважины, но срок службы обычно оказывает большее влияние на стоимость скважины, чем первоначальная цена покупки. Если сетка имеет продолжительный срок службы, это позволит сэкономить деньги несколькими способами. Самым очевидным будет снижение затрат на сетки, необходимые для строительства одной скважины. Существуют и другие важные факторы, такие как снижение времени простоя, благодаря возможности замены сеток, сокращение времени, потраченного верховым рабочим на смену сеток, а также снижение затрат на разбавление, благодаря

возможности немедленной замены изношенной сетки на вибростите. Все вышеперечисленные факторы имеют большое значение, однако только стоимость сеток, необходимых для разработки одной скважины, позволяет легко определить экономию. Следовательно, важно и экономически целесообразно добиваться отработки сеток вибростита своего нормативного ресурса в 300ч.

Как показывает опыт сетки произведенные внутри страны на 35% дешевле импортных, но в то же время проведенные мной исследования показали, что их средний ресурс работы на 20% меньше зарубежных аналогов. Следует отметить, что ресурс отработки сеток импортного производства в свою очередь зачастую на 25% меньше нормы в 300ч. Таким образом для проведения исследования:

- в трех бригадах Лянторского месторождения на вибростите Cobra” фирмы “Brandt” использовались сетки зарубежного производства, их общая средняя наработка составила – 225ч (что является 75% от нормы отработки сетки);

- в этих же трех бригадах того же Лянторского месторождения и на том же вибростите Cobra” фирмы “Brandt” использовались сетки произведённые внутри страны, их общая средняя наработка составила - 180ч (что является 80% от средней наработки импортной стеки и 60% от нормы);

- в то же время анализ работы вибростит и наработка импортных сеток на них в двух передовых бригадах нашего предприятия показал полную отработку ресурса в 300ч.

Таким образом основной причиной не отработки сеток до назначенного ресурса, на 25%, считаю так называемый человеческий фактор так как для правильной эксплуатации, оборудование должно обслуживаться обученным, грамотным персоналом, знающим принципы работы и всю важность обслуживаемых узлов системы очистки бурового раствора и относящийся с ответственностью к своим должностным обязанностям.

Нижеуказанные рекомендации помогут увеличить срок эксплуатации с помощью человеческой силы или благодаря исключению так называемого человеческого фактора:

- избегать неправильное крепление стеки к виброрамам (сетка должна быть натянута соответствующим образом, равномерно закреплена, а натяжные болты должны быть закручены с рекомендуемым значением крутящего момента), периодически проверять натяжение сеток в процессе работы;
- использовать соответствующий тип сетки в зависимости от условий;
- не перегружать сетки;
- по возможности предупредить режим холостого хода;
- регулярно очищать сетки;
- постоянно экспериментировать с углом наклона виброрама для определения наилучшего положения (т.к. коэффициент передвижения

твёрдой фазы будет варьироваться в зависимости от условий бурения и состояния скважины);

- постоянно контролировать угол направления и амплитуду вибрации;
- необходимо периодически менять местами сеточные панели, установленные на одном вибросите, для равномерного износа;
- после установки новой сеточной панели, смочить ее и дать поработать вначале на воде;
- перед длительной остановкой или во время остановки циркуляции сетки должны тщательно промываться;
- осуществлять ремонт разорванных панелей (небольшие отверстия в каркасе могут быть ликвидированы с использованием эпоксидной смолы, клея);
- бережно хранить и обращаться с сеточным полотном;
- не допускать очищение сетки орудиями с твердой поверхностью (скребки, лопаты и т.д.), контактная поверхность приспособлений для чистки сеток должна быть оборудована резиновой накладкой, предотвращающей порывы сеток;
- исключать повреждение поверхности сеток насадками установки для мытья под давлением.

Все вышеуказанные рекомендации помогут значительно увеличить срок службы и легко достигнуть увеличения наработки импортных сеток до нормы в 300ч. Так называемый человеческий фактор естественно касается как зарубежных, так и произведенных внутри страны сеток, следовательно, соблюдая должным образом вышеуказанные рекомендации можно добиться увеличения срока службы обоих видов рассматриваемых мной сеток вибросит.

Для достижения увеличения времени работы сеток, произведенных внутри страны до импортного аналога, предлагаю их использование на вибросите двойного действия, за счет особой конструкции обеспечивающем возможность применения как линейных, так и сбалансированных эллиптических колебаний на виброрама (Mongoose PT). Работа в режиме сбалансированно-эллиптической вибрации увеличит срок службы сеток за счёт уменьшения силы перегрузки и эллиптического движения частиц на сите (см. раздел: «Сравнение линейной и сбалансированной эллиптической вибрации»).

Тип колебаний, применяемый на вибросите, влияет на качество просеивания, скорость транспортировки (выноса) шлама, скорость износа ситовой поверхности и степень деградации бурового шлама на сетке (степень «разбивания» шлама о сетку вследствие воздействия на него перегрузки). Проведенные исследования буровой компании АМОСО Corporation (Standard Oil Company) показали наличие как положительного, так и отрицательного эффекта от применения обоих самых распространенных в отрасли типов колебаний (линейных и

сбалансированно-эллиптических). На основе этих исследований принято считать, что при линейном типе колебаний пропускная способности сита по раствору (просачивание) и по шламу (скорость выноса) — высокие. При этом сбалансированно-эллиптические колебания позволяют лучше осушать шлам, меньше влияют на его разбивание на сетке и приводят к увеличению срока службы сетки (по некоторым оценкам на 15-20%). Таким образом использование сеток, произведенных внутри страны в режиме сбалансированно - эллиптической вибрации способствует увеличению срока их службы до 20%.

Ещё одним важным фактором положительно влияющем на увеличение срока службы сетевой поверхности является - система изменения направления потока раствора (распределительный короб), у которого из ряда положительных свойств, о которых мы говорили выше, вытекает самый важный для нас в данном контексте - снижение износа сетки. По предварительным оценкам эта система помогает увеличить срок службы сетки на 5-10%. Таким образом, использование вибросита двойного действия (Mongoose PT), в конструкции которого находится данная система изменения направления потока раствора, поможет дополнительно увеличить срок службы сеток до 10%.

Заключение

Следовательно, для достижения поставленной цели требуется применение сеток, произведенных внутри страны на вибросите двойного действия (Mongoose PT), которое имеет возможность сбалансированно-эллиптической вибрации, и конструкция которого предусматривает наличие системы изменения направления потока раствора. Для этого мы с главным механиком нашего предприятия составили мероприятия, согласно которым по договоренности с одним из заводов России в 2017 году для нашего предприятия будут изготовлены и поставлены сетки соответствующих модификаций, подходящие габаритами (размером) для использования на вибросите Mongoose PT. Стоит добавить, что поставленные сетки будут эксплуатироваться бригадами с заранее обученным персоналом (для исключения человеческого фактора).

Исходя из всего вышесказанного мы с уверенностью можем сказать, что использование сеток, произведенных внутри страны на данном типе вибросита и с указанными в данном докладе рекомендациями принесет свои результаты и будет достигнута норма срока службы в 300ч, а вследствие разницы в цене на 35% по сравнению с их аналогами это внедрение будет экономически целесообразно и выгодно для нашего предприятия. Так же стоит отметить, что разница в цене между двумя рассматриваемыми в данном докладе виброситами не превышает и 5%.

УДК 553.98

**ПАРАМЕТРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЕЛИЧИНУ
КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ**

О.А. Грезина, И.Р. Низамутдинова

***Филиал ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический
университет» в г.Октябрьском, Россия
uqntu.grezina@mail.ru***

Аннотация: Исследованы основные параметры, определяющие величину коэффициента вытеснения нефти водой из продуктивных коллекторов. Проведены лабораторные исследования коллекторских свойств и коэффициента вытеснения нефти водой на образцах керна. Определены взаимосвязи между отдельными коллекторскими свойствами и коэффициентом вытеснения нефти.

Ключевые слова: структура пустотного пространства коллектора, керн, лабораторные исследования, коэффициент вытеснения нефти.

UDC 553.98

**THE PARAMETERS DETERMINING THE VALUE OF THE
COEFFICIENT OF OIL DISPLACEMENT BY WATER**

O.A. Grezina, I.R. Nizamutdinova

***Department of FSBEI «Ufa State Petroleum Technological University» in
Oktyabrskiy, the Russian Federation
uqntu.grezina@mail.ru***

Abstract: The basic parameters that determine the value of the coefficient of oil displacement by water from productive reservoirs were studied. Laboratory research of reservoir properties and coefficient of oil displacement by water in the core samples were made. We determined the relationship between the individual reservoir properties and coefficient of oil displacement.

Keywords: the structure of the reservoir pore space, the core, laboratory tests, oil displacement efficiency.

Исследование механизма вытеснения нефти водой из пород-коллекторов показывает, что величину коэффициента вытеснения определяют такие петрофизические характеристики коллектора, как неоднородность структуры пустотного пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также характеристики пластовых жидкостей – вязкость и состав нефти, межфазное натяжение нефти на границе с вытесняющим агентом и температура. Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, начальная водонасыщенность, удельная поверхность) являются интегральными характеристиками структуры пустотного пространства коллекторов.

Анализ и обобщение результатов лабораторных исследований коллекторских свойств, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой, полученных на образцах керна Бурейкинского и Матросовского месторождений Республики Татарстан, позволили определить степень влияния отдельных коллекторских свойств на коэффициент вытеснения нефти водой [1-4].

Выявлено, что существует оптимальное значение коэффициента остаточной водонасыщенности, при котором коэффициент вытеснения нефти водой имеет максимальное значение. При содержании остаточной водонасыщенности больше или меньше указанной величины коэффициент вытеснения уменьшается. Коэффициент вытеснения нефти из образцов, не содержащих остаточной водонасыщенности, обычно оказывается еще ниже по сравнению с коэффициентом вытеснения образцов, содержащих хотя бы незначительное количество воды. Низкие значения коэффициента вытеснения при малых величинах водонасыщенности объясняются частичной гидрофобизацией коллектора, в результате которой повышается коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Максимальное значение коэффициента вытеснения соответствует моменту образования сплошной пленки связанной воды на поверхности поровых каналов. При высокой остаточной водонасыщенности вода беспрепятственно проникает в водонасыщенные поры, оставляя при этом не охваченными вытеснением поры меньшего размера и, соответственно, коэффициент вытеснения становится значительно более низким. Следует отметить, что даже при неизменном значении остаточной нефтенасыщенности возрастание остаточной водонасыщенности вызывает уменьшение коэффициента вытеснения.

Зависимость коэффициента вытеснения (а также остаточной нефтенасыщенности) от пористости чаще всего носит также

неоднозначный характер. Например, сопоставление коэффициентов вытеснения со значениями пористости K_p , проведенное для оценочных оценочных скважин Туймазинского месторождения показало наличие двух групп коллекторов, к одной из которых принадлежат породы с K_p , меняющимся от 10 до 16%, к другой – со значениями K_p более 16 %. В первой группе с ростом пористости наблюдается увеличение остаточной нефтенасыщенности, во второй, наоборот, с увеличением K_p происходит снижение $K_{но}$, т.е. степень промывки коллектора возрастает. Проведенный анализ показал, что причиной неоднозначности изменения $K_{но}$ с ростом пористости коллекторов является различный характер распределения глинистой фракции в терригенных отложениях девона. Зависимости $K_{выт} = f(K_p)$, как правило, обладают низким коэффициентом корреляции и для оценки

коэффициента вытеснения не используются.

По данным экспериментальных исследований наибольшей теснотой характеризуются корреляционные связи между коэффициентом вытеснения и коэффициентом абсолютной проницаемости. Влияние проницаемости на коэффициент вытеснения нефти водой для разных типов коллекторов различное, и поэтому зависимости $K_{выт} = f(K_{пр})$, исследуются для каждого месторождения нефти в отдельности.

При изучении зависимости коэффициента вытеснения от неоднородности структуры порового пространства наибольшую сложность вызывает у исследователей выбор параметров, наиболее полно отражающих степень неоднородности.

Одним из существенных факторов, определяющих количество невытесненной нефти в коллекторе, считается соотношение размеров пор и поровых каналов (пережимов). Чем больше соотношение размеров последовательно соединенных пор и поровых сужений, тем меньше подвижность нефти, а, следовательно, и коэффициент вытеснения. При высоких значениях отношения диаметра поры к диаметру канала поры проявляют себя как тупиковые: нефть в таких порах практически не обладает подвижностью.

Помимо неоднородности пустотного пространства коллекторов вдоль линий тока флюидов существует также неоднородность породы в направлении, нормальном к токовым линиям. Количественную характеристику такой неоднородности дают кривые зависимости капиллярного давления от водонасыщенности. Данная неоднородность вызывает опережающее вытеснение нефти из наиболее крупных каналов, а затем постепенное вовлечение в процесс вытеснения каналов меньшего размера.

Степень неоднородности поровых каналов в поперечном сечении к потоку оценивается по коэффициенту Хазена методом капилляриметрии. Коэффициент Хазена равен отношению квартилей интегральной кривой

распределения динамического объема образца породы по размерам поровых каналов. Величина коэффициента вытеснения определялась вытеснением керосина водой. В этих условиях влияние явлений на величину коэффициента вытеснения сводится к минимуму, а влияние структуры пустотного пространства является главенствующим. В результате исследований установлена тесная связь между коэффициентом вытеснения и степенью неоднородности коллектора, характеризуемой коэффициентом Хазена. При увеличении данного коэффициента от 2 до 5 коэффициент вытеснения снижается на 16-23%.

Полученные результаты не полностью характеризуют влияние неоднородности поровых каналов по размерам, поскольку при этом не учитывается влияние среднего радиуса поровых каналов.

Очевидно, один и тот же коэффициент Хазена может иметь место при различных значениях медианного размера поровых каналов. Однако с увеличением медианного размера, при прочих равных условиях, коэффициент вытеснения должен уменьшаться.

С увеличением вязкости нефти влияние структуры пустотного пространства на механизм вытеснения нефти из коллектора должно увеличиваться. Возможно, при этом играет основную роль не столько повышение вязкости, сколько связанное с ним изменение состава нефти [5-8].

В высоковязких нефтях, как правило, содержится значительно больше смол и асфальтенов, способных гидрофобизировать поверхность породы и стимулирующих образование на границе с водой «жестких» межфазных пленок. В частично гидрофобизированных коллекторах остаточная нефть может находиться кроме глобул в крупных порах также и в виде пленки на поверхности поровых каналов.

При экспериментальных исследованиях, особенно при соблюдении условий приближенного лабораторного моделирования, довольно трудно выделить влияние какого-либо одного фактора, поскольку между отдельными факторами, определяющими коэффициент вытеснения, часто существует тесная взаимосвязь.

Все вышеизложенное говорит о необходимости глубокого изучения влияния коллекторских свойств, структуры пустотного пространства, неоднородности коллекторов, свойств насыщающего флюида, а также поверхностных явлений на механизм образования остаточной нефти в продуктивных пластах, что позволит выбрать более рациональные методы воздействия на пласт и, тем самым, способствовать повышению коэффициента нефтеизвлечения [9-11].

Рассмотренные параметры оказывают определяющее влияние не только на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент

вытеснения нефти водой, но и на величину фазовых проницаемостей [12-17]. В связи с этим уже сегодня задача определения фазовых проницаемостей пород насущно необходима, поскольку именно они являются характеристиками получения притока нефти из продуктивных коллекторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахметов, Р.Т.* Остаточная нефтенасыщенность в рамках гантельной модели строения пустотного пространства породы [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 39-42.
2. *Ахметов, Р.Т.* Коэффициент абсолютной проницаемости в рамках гантельной модели [Электронный ресурс] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 341-352. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>.
3. *Ахметов, Р.Т.* Обоснование закона распределения поровых каналов гранулярных коллекторов [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 87-89.
4. *Ахметов, Р.Т.* Методика прогноза коэффициента вытеснения нефти водой по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 62.
5. *Мухаметшин, В.Ш.* Оценка коэффициента продуктивности залежей по косвенным данным на стадии составления первых проектных документов [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 3. – С. 11-12.
6. *Мухаметшин, В.Ш.* Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации [Текст] / В.Ш. Мухаметшин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47-50.
7. *Зейгман, Ю.В.* Обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с целью повышения эффективности воздействия на пласт [Текст]: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 134 с.
8. *Зейгман, Ю.В.* Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей [Текст] / Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10-12.
9. Технологии ограничения водопитока с использованием гелеобразующих составов [Текст]: учебное пособие / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 202 с.
10. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи [Текст] / В.Е. Андреев, Г.С.

- Дубинский, А.В. Чибисов, Р.Т. Ахметов, С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 89-96.
11. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и поточного месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» [Текст] / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, А.П. Чижев, В.В. Мухаметшин, А.П. Аверьянов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 4. – С. 132-136.
12. Кнеллер, Л.Е. Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Л.Е. Кнеллер, Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 145 с.
13. Ахметов, Р.Т. Прогноз показателя смачиваемости продуктивных пластов по данным промысловой геофизики [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 21-25.
14. Ахметов, Р.Т. Фильтрационно-емкостные свойства и структура пустотного пространства продуктивных пластов [Текст]: монография / Р.Т. Ахметов, В.Ш. Мухаметшин, В.Е. Андреев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – Ч. 1. – 94 с.
15. Ахметов, Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства [Текст] / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г.Октябрьском (25 марта 2016 г.). в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 92-98.
16. Ахметов, Р.Т. Оценка коэффициента вытеснения карбонатных коллекторов по данным ГИС / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин, А.Н. Пахомкин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник научных трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г.Октябрьском (25 марта 2016 г.). в 2 т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 99-105.
17. Хайрединов, Н.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей в карбонатных коллекторах [Текст] / Н.Ш. Хайрединов, М.А. Попов, В.Ш. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 18-20.

УДК 541.138

ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ РАЗУПЛОТНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ТЕХНОГЕННЫМ ФЛЮИДОМ

О.А.Кулакова, К.А.Антипова, С.В.Серезкин

*Самарский государственный технический университет,
г.Самара, Россия
E-mail: koks1951@mail.ru*

Исследовательские наработки и практический опыт бурения показали, что система «нефть- коллектор - пластовые воды - техногенные флюиды - скважина» претерпевает значительные изменения под влиянием различных факторов.

Известно, что самыми продуктивными (45-75% дебита) являются слои горных пород, приуроченные к интервалам залегания разуплотненных коллекторов.

Нами произведены детальные литологические исследования образцов кернового материала, извлеченного из скважин Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского газоконденсатных месторождений, которые позволили выделить в их разрезах пропластки карбонатных коллекторов, измененных под воздействием природного флюида. Изменение породы происходило во время формирования залежи в несколько этапов. Степень разуплотнения коллектора зависит от количества порций поступивших в ловушку углеводородов и интенсивности процессов растворения минерального скелета породы [1].

Мы рассматриваем такие пропластки как результат прохождения катагенетических процессов на контакте горной породы, углеводородов и пластовой воды. Разуплотненные породы, залегающие на глубинах от 2500 до 5200 м и считающиеся суперколлекторами, обладают уникальными фильтрационно-емкостными свойствами. Значения открытой пористости в них колеблется от 30 до 50% , а проницаемость до 4мкм². Характерная особенность суперколлектора заключается в отношении его собственной проницаемости к проницаемости выше- и нижезалегающих прослоев, которое оценивается в сотни и тысячи раз.

Суперколлекторы имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 МПа. Процессы вторичного разуплотнения отчетливо наблюдаются нами в литологических шлифах и проиллюстрированы микрофотографиями.

Расположение прослоев с аномально высокой пористостью в разрезе скважин подчиняется определенным закономерностям и может прогнозироваться [2,3]. Для примера приводится картина залегания суперколлекторов в разрезе Карачаганакского месторождения (рис.1) в интервале глубин -3900-4260 м.

Дальнейшие исследования проводились по пути:

- анализа негативного воздействия на разуплотненный продуктивный коллектор техногенного флюида, в качестве которого на этапе первичного вскрытия пласта выступают фильтраты бурового и тампонажного растворов;

- изучения процессов фильтрации техногенного флюида и оценки факторов, влияющих на глубокое загрязнение разуплотненного коллектора.

В лаборатории СамГТУ были поставлены эксперименты по изучению влияния фильтратов бурового и цементного раствора на проницаемость коллектора, а также осуществлен специальный подбор рецептур технологических жидкостей [4]. Результаты подтвердили снижение фильтрационно-емкостных свойств разуплотненного коллектора из-за воздействия техногенной мультифазной системы.

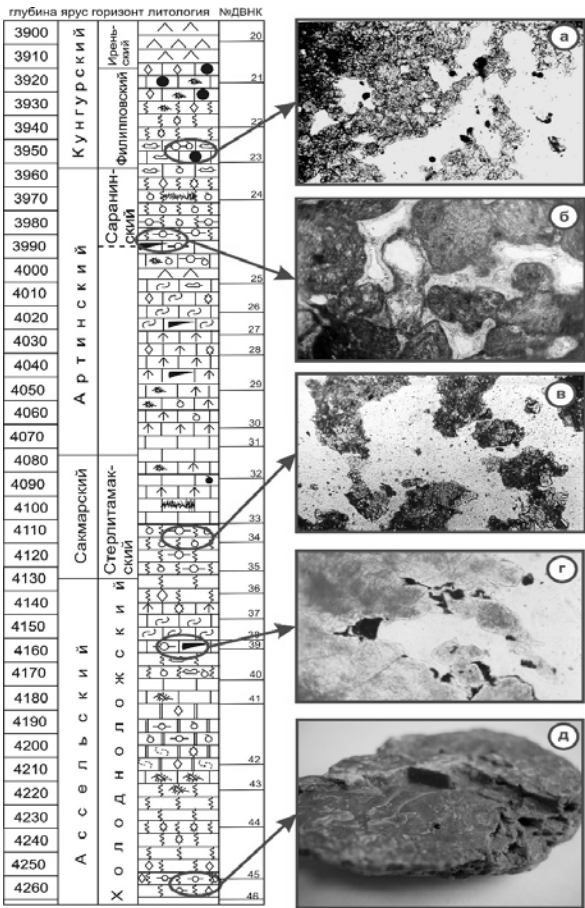


Рис.1 Расположение прослоев с аномально высокой пористостью в разрезе Карачаганакского месторождения: а - пористость 35%, б – пористость 20%, в - пористость 47%, г – пористость 27%, д – образец керна, пористость 25%

Проблема сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивного коллектора при первичном вскрытии пласта

актуальна и ее решение направлено на получение промышленно значимого притока пластовых флюидов без снижения оптимального коэффициента продуктивности пласта и нефтеизвлечения.

Карбонатные коллекторы особо чувствительны к проникновению в них с фильтрами техногенных жидкостей твердодвешенной фазы, заполняющей поры и трещины коллектора, вызывающей деформационные изменения, эффекты зацементации или запыления. Естественное напряженное состояние коллектора нарушается появлением сдвиговых напряжений, иногда превышающих пределы прочности пород. В окколоскважинном пространстве карбонатные коллекторы за счет собственной анизотропности проявляют деформационную анизотропность пористости и проницаемости, что приводит к снижению притока нефти.

Отрицательное воздействие проникшего в коллектор техногенного фильтра проявляется следующим образом:

- образование водонефтяных эмульсий;
- набухание глинистых частиц, содержащихся в породе;
- удерживание фильтра в пористой среде капиллярными силами;
- образование нерастворимых осадков в поровом пространстве коллектора при взаимодействии фильтра с пластовыми флюидами.

Размер зоны возможного поражения разуплотненного коллектора находится в прямой зависимости от длительности воздействия фильтра, количества и глубины его проникновения.

Утверждение С.Дж. Пирсона о том, что «в породах с хорошими коллекторскими свойствами проникновение обычно невелико» хорошо согласовывается с опытом изучения высокопористых гранулярных коллекторов нефти и газа.

В настоящее время для решения задач снижения негативного воздействия фильтратов технологических жидкостей при вскрытии продуктивного пласта все чаще применяются специальные составы с низким содержанием дисперсной фазы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антипова К.А., Кулакова О.А. Построение модели залежи на основании комплексного петрофизического исследования ядра в сочетании со скважинными геофизическими данными. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС, 2011. – Вып.1. – С. 15-21.
2. Антипова К.А., Кулакова О.А. Профилактика осложнений при бурении интервалов карбонатных суперколлекторов.- Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.:

ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. -№4.- С.43-47.

3. *KseniaAntipova, Olga Kulakova* FORECASTING OF HAZARDOUS LAYERS AT THE EXPLORATION WELLS DRILLING STAGE SPE. This paper was prepared for presentation at the SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition held in Moscow, Russia, 15-17 October 2013, - Paper Number 166916-STU.

4. *Живаева В.В., Антипова К.А.* Подбор бурового и тампонажного раствора для вскрытия и крепления продуктивного пласта с целью сохранения коллекторских свойств // В сб. науч.тр.V Междунар. науч.-практ.конф. «Ашировские чтения».- Самара: СамГТУ, 2009.-С.270-278.

УДК 622.276.057

МЕХАНИЗМ РАССТАНОВКИ СВЕЧЕЙ БУ 4000/250 С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ

Т.А. Булатов, Ю.Д. Коннов, Ф.З. Булюкова

*ФБГОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа,
ngpo_ugntu@mail.ru*

Основным направлением стабилизации уровня добычи нефти, кроме методов повышения отдачи пластов, является бурение нефтяных и газовых скважин.

Для снижения себестоимости проходки скважин необходимо совершенствовать технический процесс, использовать современные буровые станки и инструменты.

Сегодня в этой области достигнуты положительные результаты. На примере НК «Сургутнефтегаз» при бурении в 2015 году объем 4,5 млн.т 6 бригады достигли планку 100 000 м. Из 57 буровых бригад, половина освоили и применяют верхний привод, подготовка и очистка раствора на нужном уровне, что сказывается на работе буровых насосов, забойных двигателей, долот, верхнего привода. Но есть резервы и проблемы, которые позволяют сократить время в технологическом процессе и обеспечить снижение травматизма, улучшение культуры производства, а именно: внедрить механизм расстановки свечей при работе с верхним приводом.

Разработан трубный захват, механизм перемещения на верхнем уровне палатей и механизм перемещения в районе основания буровой на высоте 4-метров.

Мы ведем совместную работу с НГО Уралмаш, и наша цель – облегчение труда верхового и помощников бурильщика и увеличение скорости бурения скважин.

Принцип работы данной механизации (рис.1) заключается в следующем. По направляющим механизм подкатывается к трубе и фиксирует ее трубным захватом. Автоматический элеватор отпускает трубу. Труба приподнимается на 20-30 сантиметров гидроцилиндром, и механизм расстановки начинает движение с трубой к магазинам. Нижняя часть механизма при этом придерживает трубу, тем самым не дает ей возможности отклоняться от траектории. После того, как труба «доходит» до места установки на подсвечник, движением гидроцилиндра труба опускается – труба установлена. Освобождаем трубный захват, и механизм движется за следующей трубой [1].

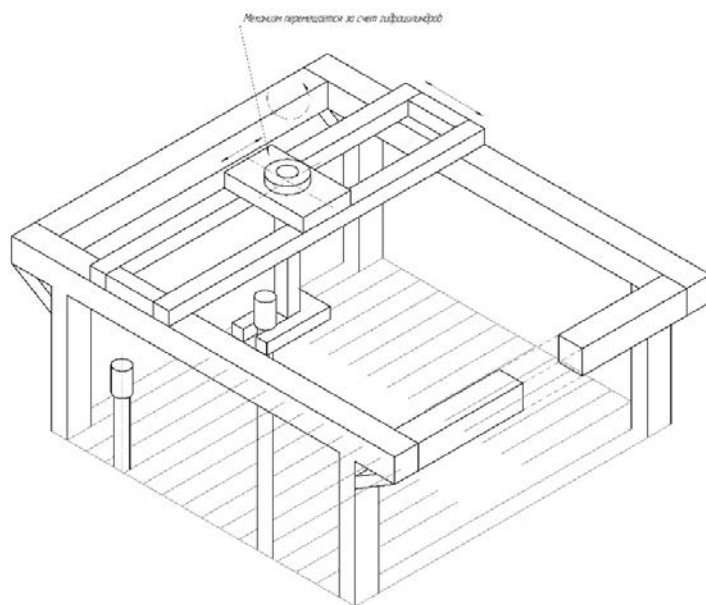


Рис. 1 – Механизм расстановки свечей

Использование данной механизации позволит сократить время на спускоподъемные операции, следовательно, получить экономическую выгоду, исключить риски для жизни членов буровых бригад.

На данный момент работа выполняется в виде схем и эскизов отдельных элементов механизма. Окончание планируем к концу года. Участие верхового остается – в дистанционном управлении механизмом и автоматическим элеватором.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Модернизация механизма захвата и расстановки свечей на буровой установке. Ермаков С.Ю., Коннов Ю.Д. Материалы 65-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. - Изд-во УГНТУ.- Уфа. 2014. – с. 171-172

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКОЙ

Л. В.Петрова, М.М.Ахтямов, В.А.Петров, Л.З.Зайнаглина

*Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Октябрьском, Россия,
larisa_petrova@mail.ru*

Аннотация. В данной статье рассматривается применение колтюбинговой установки для проведения ремонтных работ в нагнетательных скважинах. Предлагаемая технология позволяет повысить эффективность технологических операций за счет сокращения продолжительности ремонта скважины, экономного использования реагентов, что, несомненно, актуально при сложных геолого-технических условиях разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: колтюбинговая установка, скважина, цементное кольцо, гибкая труба, соляная кислота, эксплуатация скважины.

Первая промышленная установка с гибкой трубой была разработана компанией California Oil и предприятием Bowen Tools в 1962 году с целью вымывания песчаных пробок в скважинах, пробуренных в США. А основы были заложены в 1944г. перед высадкой союзников в Европу. Инженеры разработали и изготовили очень длинные непрерывные трубопроводы для транспортировки горючего из Англии на европейский континент с целью снабжения им союзников. Проект назывался PLUTO –«Трубопроводы под океаном».

В 50-х годах Н.В. Богдановым было предложено использовать колонны гибких труб для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса. При этом кабель, питающий погружной электродвигатель, располагался внутри колонны гибких труб

Внедрение колтюбинговой технологии в ОАО АНК «Башнефть» началось в декабре 2003 года[1]. Колтюбинговые установки на объектах ОАО АНК «Башнефть» применяются двух марок в следующих компоновках:

1) М-20 производства ФИДМАШ (Белоруссия) с грузоподъемностью инжектора (механизма подачи трубы) - 24т, укомплектованная гибкой трубой 2300м;

2) М-1001 производства ФИДМАШ (Белоруссия) с грузоподъемностью инжектора -14т. гибкая труба 1700м.

Дополнительно для выполнения технологических операций указанные колтюбинговые установки укомплектовали кислотовозами УНЦ-125/50, вакуумными автоцистернами и технологическими емкостями на шасси.

Колтюбинговая технология основана на использовании непрерывной гибкой стальной трубы, намотанной на барабан. Находящийся на поверхности земли конец колонны гибкой трубы подсоединен к высоконапорной муфте вертлюга на ступице барабана, что обеспечивает возможность непрерывной прокачки жидкости через гибкую трубу во время спускоподъемных и технологических операций в скважине.

Колтюбинговая технология с использованием гибкой трубы имеет следующие преимущества перед традиционными технологиями при выполнении ремонта скважин:

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его свертывания;

- возможность осуществления работ в нефтяных и газовых скважинах без их предварительного глушения;

- безопасность проведения спускоподъемных операций, так как в данном случае не нужно осуществлять свинчивание – развинчивание резьбовых соединений и перемещать НКТ, вследствие чего сокращается время проведения спускоподъемных операций для доставки химреагента к забою скважины и отсутствует износ резьбовых соединений НКТ[2];

- уменьшается период подготовительных и заключительных операций при монтаже и демонтаже агрегата, спускоподъемных операций. В связи, с чем продолжительность ремонта с применением колтюбинговой установки по сравнению с традиционным подходом (КРС при помощи А-50 и т.д.) в 3 раза меньше;

- за счет надежной герметизации устья скважины во время проведения работ исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;

- исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием.

Следует отметить и недостатки присущие колтюбинговой технике:

- ограниченная длина труб, намотанных на барабан;
- сложность ремонта (сварки) гибкой трубы в промысловых условиях.

Технологический процесс восстановления приемистости нагнетательных скважин заключается в следующем. Объектами для воздействия являются нагнетательные скважины, характеризующиеся загрязненностью призабойной зоны пласта, падением приемистости. Выбор объекта воздействия не ограничивается глубиной залегания пласта, его толщиной и сроком эксплуатации. Скважины, выбранные для обработки растворителем и соляной кислотой, должны быть технически исправными, иметь герметичное цементное кольцо в интервале обрабатываемого пласта.

Опыт эксплуатации и анализ эффективности применения колтюбинговых технологий на нагнетательных скважинах Туймазинского ЦППД НГДУ "Туймазанефть"[1,3] показывает, что наметилась положительная динамика по количеству проводимых ремонтов с применением колтюбинговой установки.

В результате анализа применения колтюбинговой установки выявлено следующее:

- Возможность осуществления работ в скважинах без их предварительного глушения;
- Безопасность проведения спускоподъемных операций за короткие сроки, уменьшение износа подземного оборудования[2,3];
- За счет надежной герметизации устья скважины во время проведения работ исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;
- Появляется возможность прямой доставки и закачки в пласт любых самых агрессивных агентов воздействия[2,4];
- Технологическая эффективность достигается за счет увеличения коэффициента охвата пласта дренированием.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Петрова, Л.В.* Эффективность борьбы с солеотложениями при добыче нефти [Текст] /Петрова Л.В., Петров В.А., Гимаев И.Н. //В сборнике: Материалы 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. -2014. С. 375-379

2. *Макосина, С.Б.* Эффективность солянокислотной обработки пород призабойной зоны пласта скважин Шкаповского месторождения НГДУ "Ишимбайнефть"[Текст] /Макосина С.Б., Петрова Л.В. //В сборнике: Материалы 42-й Международной научно-технической конференции

молодых ученых, аспирантов и студентов.- 2015. С. 223-230.

3. *Петров, В.А.* Эффективность применения колтюбинговой технологии в условиях НГДУ «Туймазанефть» / В. А. Петров, Л.В.Петрова В. В. Петров, М.Я., Хабибуллин / Современные технологии в нефтегазовом деле /Сборник трудов международной научно - технической конференции. -Уфа : Аркаим , 2014. С. 375-379.

4. *Сулейманов Р.И.* Математическая модель компоновки бурильного инструмента с применением колтюбинговой технологии [Текст] / Р.И.Сулейманов, М.С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. (Октябрьский, 14 марта 2014 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Аркаим, 2014. – Т. 1. – С. 379-383.

УДК 622. 245.124:553.98(470.43)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Л.В.Ермолаева

Самарский государственный технический университет,

Самара, Россия

bngssamgtu@mail.ru

Нефтяные месторождения, расположенные в районах Самарского Поволжья, характеризуются геологическим строением, осложненным тектоническими нарушениями. Кроме этого, пластовые воды разных горизонтов палеозоя имеют различный состав растворенных в них солей и газов. Особенно содержание сероводорода и частично углекислого газа, влияет на агрессивное коррозионное действие пластовых вод, приводящих к нарушению целостности обсадных колонн и цементного камня.

Продолжительность сохранения жизнедеятельности скважин зависит как от качества их строительства, так и от влияния гидрогеологической среды естественной и искусственно создаваемой. На основе анализа геолого-промыслового и геофизического материалов выявлено неравномерное наличие повреждений эксплуатационных колонн по геологическому разрезу.

Наибольшее количество нарушений колонн приурочено к пермским и каменноугольным отложениям, в которых пластовые воды содержат сероводород. При наличии сероводорода около 0,001% в

пластовой воде возможно коррозионное действие на обсадные колонны [1].

В девонских отложениях пластовые не содержат сероводород, и потеря герметичности колонн возникает тогда, когда в девонские воды поступает сероводород. Появление сероводорода в пластовых водах девона может происходить из-за перетока сероводородных вод по зонам дизъюнктивных нарушений, трещин, некачественному цементному камню в заколонном пространстве. В бессероводородных водах процессы коррозии усиливаются, когда происходит разбавление их пресными кислородсодержащими водами.

Нарушения эксплуатационных колонн коррозионного характера распространены в горизонтах, в которых происходили поглощения промывочной жидкости в процессе бурения. Поглощения бурового раствора обусловлены наличием трещиноватых, кавернозных, пористых горных пород. Слабые поглощения встречаются преимущественно в песчаниках. Интенсивные поглощения наблюдаются в карбонатных породах, формирование емкостных свойств которых обусловлено первичной пористостью, кавернозностью, трещиноватостью, вторичной пористостью, а также в зонах наибольших деформаций и разломов, обусловленных тектоническими процессами, в зонах структурных напряжений и на контактах пород с резко различными свойствами [2]. Карбонатные породы, поглощающие промывочную жидкость, являются, как правило, водонасыщенными. Движения жидкостей и газов в них происходит по трещинам и кавернам. Каверны в пласте сообщаются между собой непосредственно или по трещинам. Интервалы поглощений промывочной жидкости в процессе бурения являются каналами для перетоков агрессивных пластовых вод, вызывающих коррозию эксплуатационных колонн.

Наибольшее количество нарушений обсадных колонн в зонах поглощений наблюдается в отложениях окско–серпуховского комплекса, а в западной части Самаролукского района, на Заборовском и Сызранском месторождениях и в отложениях верхнего карбона. Зоны поглощений в окско – серпуховских отложениях представлены кристаллическими доломитами и известняками трещиноватыми, кавернозными до ноздреватости с прослоями глин. Пластовые воды этого комплекса относятся к рассолам хлоридного типа. В составе водорастворённого газа среди других компонентов содержится сероводород.

На Мухановском месторождении значительное количество нарушений целостности эксплуатационных колонн зафиксировано в интервалах поглощений окско–серпуховских отложений. Например, в скважине 824 выявлено нарушение колонны в серпуховском горизонте на глубине 1604-1606м в трещиноватых известняках, в которых при бурении наблюдалось поглощение промывочной жидкости. В скважине 284 трещиноватых известняках с пропластками глин серпуховского яруса на

глубине 1694м было выявлено повреждение целостности эксплуатационной колонны при воздействии пластовой воды, содержащей сероводород. В скважине 508 обнаружено нарушение эксплуатационной колонны в интервале поглощающих известняков серпуховского яруса на глубине 1684м.

На Покровском месторождении интервалы нарушений целостности эксплуатационных колонн приурочены к зонам поглощающих трещиноватых карбонатных пород окско-серпуховских отложений, насыщенных минерализованной водой с сероводородом. Например, в скважине 179 нарушение колонны произошло на глубине 1384 м в трещиноватых известняках с пропластками глин окского надгоризонта. В скважине 81 наблюдалось нарушение герметичности колонны в разрезе трещиноватых карбонатных пород серпуховского яруса на глубине 1271-1274 м. Геолого-геофизическая характеристика горных пород окско-серпуховских отложений в интервалах нарушений эксплуатационных колонн представлена на рисунке 1: а – скважина 824 Мухановского месторождения, б – скважина 179 Покровского месторождения

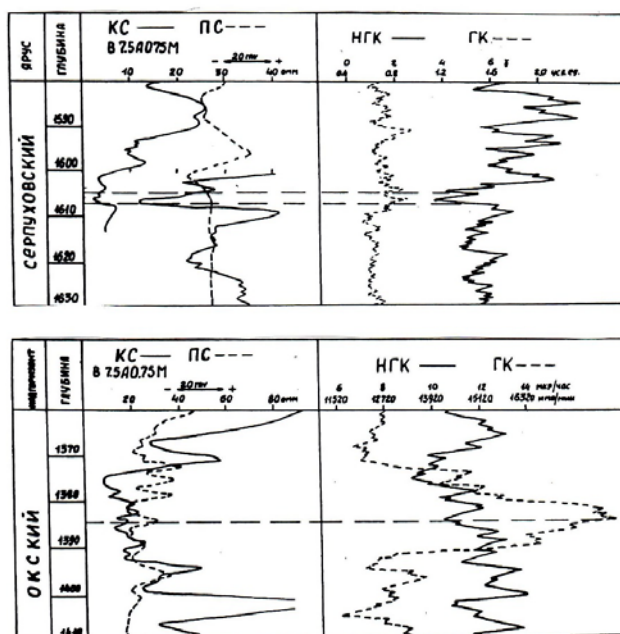


Рис.1 а – скважина 824 Мухановского месторождения, б – скважина 179 Покровского месторождения

В Самаролукском районе на Сызранском месторождении в интервалах поглощений наблюдались нарушения эксплуатационных колонн в окско – серпуховском комплексе и в отложениях верхнего карбона. В скважине 60 выявлено нарушение целостности колонны на глубине 890-900 м в отложениях окского надгоризонта, при бурении наблюдалось полное поглощение бурового раствора в интервале 857-950 м. В скважине 127 в зоне полного поглощения промывочной жидкости окского надгоризонта, на глубине 817 м и 916 м произошло нарушение эксплуатационной колонны. В скважине 137 было обнаружено нарушение колонны в зонах частичного поглощения бурового раствора серпуховского яруса на глубине 745 м и окского надгоризонта в интервале 852-855 м. Закономерность приуроченности нарушений герметичности эксплуатационных колонн к интервалам поглощений бурового раствора при бурении и влиянии агрессивных сероводородных пластовых вод наблюдается и на других месторождениях Самарского Поволжья.

Исследование связи нарушений герметичности эксплуатационных колонн с гидрогеологическими условиями нефтяных месторождений позволяет учитывать их при проектировании строительства скважин и разработки месторождений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сурикова О.А., Потапов А.Г., Белоусов Г.А., Миндеева З.Д. Техника и технология проводки скважин в условиях сероводородной агрессии //Обзорная информация. Серия «Бурение». - М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- Вып.-17.
2. Овчаренко А. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа в карбонатных комплексах древних платформ. - М.: Недра, 1985.

УДК 621.3.078

НАБЛЮДАТЕЛЬ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

А.В. Стариков, В.В. Живаева, Д.Ю. Полежаев, С.Ахметов

*Самарский государственный технический университет, г. Самара,
Россия,
КазНИИТУ, г.Уральск, Казахстан
star58@mail.ru*

Вывод нефтяной скважины, оснащенной погружным насосом, на стационарный режим работы и длительная эксплуатация скважины с

заданным динамическим уровнем жидкости требует применения специальных датчиков. Например, устье скважины можно оснастить эхолотом, с помощью которого измеряется как статический, так и динамический уровень жидкости. Однако, применение пакеров ограничивает применение эхолотов. Другим подходом к контролю динамического уровня жидкости в скважине является применение термоманометрической системы, например, ТМС-3, с помощью которой осуществляют измерение давления на приеме насоса. Недостаток этого способа заключается в оснащении погружной установки датчиками, сигнал с которых передается по силовому кабелю на высокой частоте, в необходимости фильтрации измерительной информации и, как следствие, низкой точности системы.

Целью настоящего исследования является разработка наблюдателя, который по сигналам датчика расхода, установленного на устье скважины, определяет с определенной точностью динамический уровень жидкости.

Для разработки наблюдателя рассмотрим структурную схему нефтяной скважины [1], оснащенной установкой погружного электроцентробежного (или винтового) насоса (рис. 1).

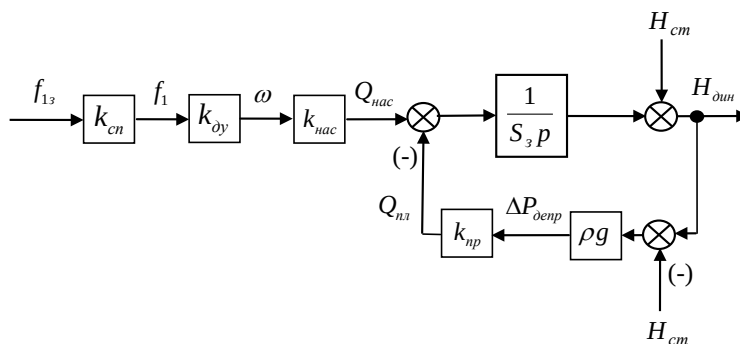


Рис. 1. Структурная схема нефтяной скважины, оснащенной установкой погружного электроцентробежного насоса

На структурной схеме приняты следующие обозначения: k_{cp} , $k_{ду}$ и $k_{нас}$ – коэффициенты передачи силового (частотного) преобразователя, погружного электродвигателя по управлению и центробежного насоса, соответственно; S_z – площадь затрубного пространства; k_{np} – коэффициент продуктивности скважины (нефтяного пласта); ρ – плотность откачиваемой жидкости; g – ускорение свободного падения; $H_{дин}$ и $H_{ст}$ –

динамический и статический уровни жидкости в скважине; $\Delta P_{депр}$ – депрессия на нефтяной пласт, создаваемый насосом; $Q_{пл}$ – приток жидкости; $Q_{нас}$ – производительность насоса; ω – скорость вращения вала двигателя; f_1 – частота питающего напряжения статора электродвигателя; $f_{1з}$ – заданная частота.

Передачная функция нефтяной скважины по отношению к управляющему воздействию $f_{1з}(t)$:

$$W_{скв}(p) = \frac{\Delta H_{дин}(t)}{f_{1з}(t)} = \frac{k_{скв}}{T_{скв}p + 1},$$

где $k_{скв} = \frac{k_{сн}k_{дв}k_{нас}}{k_{пр}\rho g}$ – коэффициент передачи скважины; $T_{скв} = \frac{S_3}{k_{пр}\rho g}$ – коэффициент передачи скважины; $\Delta H_{дин} = H_{дин} - H_{ст}$ – приращение динамического уровня жидкости, отсчитываемое от статического; t – время; $p = \frac{d}{dt}$ – оператор дифференцирования.

Если за входную величину в математической модели скважины принять производительность $Q_{нас}$ погружного насоса, то передаточная функция объекта управления примет вид

$$W_{скв1}(p) = \frac{\Delta H_{дин}(t)}{Q_{нас}(t)} = \frac{k_{скв1}}{T_{скв}p + 1},$$

где $k_{скв1} = \frac{1}{k_{пр}\rho g}$.

Рассмотрим законы изменения динамического уровня при разных режимах работы погружного насоса. Во-первых, интерес представляет режим, когда производительность насоса изменяется по линейному закону от $Q_{нас1}$ до $Q_{нас2}$ за время Δt [2]. В этом случае изображение Лапласа входной величины будет иметь вид

$$Q_{нас}(p) = \frac{Q_{нас1}}{p} + \frac{Q_{нас2} - Q_{нас1}}{\Delta t p^2},$$

а изображение выходной координаты при ее начальном значении $\Delta H_{дин0}$ –

$$\Delta H_{дин}(p) = \frac{k_{скв1}(Q_{нас2} - Q_{нас1})}{\Delta t} \frac{\frac{\Delta H_{дин0} T_{скв} \Delta t}{k_{скв1}(Q_{нас2} - Q_{нас1})} p^2 + \frac{Q_{нас1} \Delta t}{Q_{нас2} - Q_{нас1}} p + 1}{(T_{скв} p + 1) p} \quad (1)$$

Переходя в (1) к оригиналу, получим зависимость изменения приращения динамического уровня жидкости в скважине

$$\Delta H_{дин}(t) = \left\{ \frac{Q_{нас1} \Delta t}{Q_{нас2} - Q_{нас1}} - T_{ска} + \left[\frac{\Delta H_{дин0} \Delta t}{k_{ска1} (Q_{нас2} - Q_{нас1})} - \frac{Q_{нас1} \Delta t}{Q_{нас2} - Q_{нас1}} + T_{ска} \right] e^{\frac{t}{T_{ска}}} + t \right\} \frac{k_{ска1} (Q_{нас2} - Q_{нас1})}{\Delta t}. \quad (2)$$

Во-вторых, необходимо знать закон изменения приращения динамического уровня при постоянной производительности насоса $Q_{нас}$. Изображение входного воздействия на нефтяной пласт в этом случае

$$Q_{нас}(p) = \frac{Q_{нас}}{p},$$

а изображение приращения динамического уровня:

$$\Delta H_{дин}(p) = \frac{\frac{\Delta H_{дин0} T_{ска}}{p+1} p + 1}{(T_{ска} p + 1) p} k_{ска1} Q_{нас}.$$

(3)

Из (3) следует, что в этом режиме работы насоса изменение динамического уровня жидкости будет происходить по закону

$$\Delta H_{дин}(t) = \left\{ 1 + \left[\frac{\Delta H_{дин0}}{k_{ска1} Q_{нас}} - 1 \right] e^{\frac{t}{T_{ска}}} \right\} k_{ска1} Q_{нас}. \quad (4)$$

Третий очень важный режим – это остановка насоса, например, в случае пропадания напряжения питания погружного электродвигателя. Если пренебречь инерционностью УЭЦН, изображение входного воздействия будет равно нулю

$$Q_{нас}(p) = 0,$$

изображение выходной координаты

$$\Delta H_{дин}(p) = \frac{\Delta H_{дин0} T_{ска}}{(T_{ска} p + 1)},$$

а закон ее изменения во времени

$$\Delta H_{дин}(t) = \Delta H_{дин0} e^{-\frac{t}{T_{ска}}}. \quad (5)$$

Если предположить, что при выводе нефтяной скважины на стационарный режим работы и в процессе длительной эксплуатации будут наблюдаться только эти рассмотренные режимы работы погружного насоса, а параметры добываемой жидкости, продуктивности пласта и статического уровня известны, то формулы (2), (4) и (5) могут служить основой для технической реализации наблюдателя динамического уровня.

Алгоритм работы наблюдателя динамического уровня жидкости в скважине выглядит следующим образом (рис. 2). Исходными

данными для расчета являются коэффициент передачи $k_{сж1}$ и постоянная времени $T_{сж}$ скважины, а также период T опроса датчика расхода (период дискретизации) и всей цифровой системы управления установкой погружного насоса. Для функционирования наблюдателя необходимо знать значение статического уровня жидкости $H_{ст}$ в скважине перед началом работы.

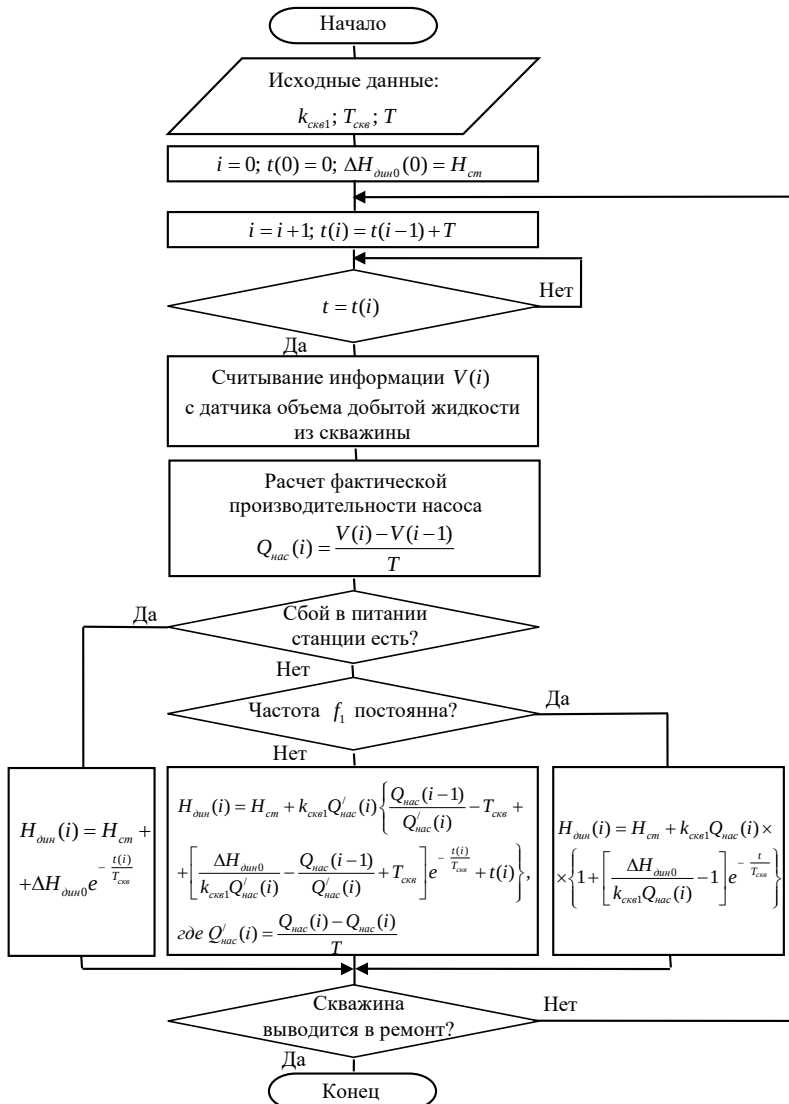


Рис. 2. Алгоритм работы наблюдателя динамического уровня жидкости в скважине

В алгоритме символом i обозначен очередной такт расчета, который производится через интервал времени T . Каждый такт считывается информация $V(i)$ с датчика объема добытой жидкости из скважины (датчика расхода жидкости, установленного на устье). Затем определяется реальная производительность погружного насоса $Q_{\text{нас}}(i) = \frac{V(i) - V(i-1)}{T}$.

Следующим шагом в работе наблюдателя динамического уровня жидкости в скважине является анализ режима работы установки: контролируется подача силового напряжения закон изменения частоты силового преобразователя. В зависимости от выявленного режима расчет динамического уровня жидкости в скважине осуществляется по формулам (2), (4) или (5) с поправкой на величину статического уровня $H_{\text{ст}}$. Процедуры расчета заканчиваются при выводе скважины в ремонт, например, для замены вышедшего из строя электроцентробежного насоса. Анализ алгоритма работы наблюдателя динамического уровня жидкости в скважине показывает, что к контролеру станции управления кроме определенной вычислительной мощности должны предъявляться требования по энергонезависимому питанию в моменты пропадания силового напряжения.

Следует отметить некоторую неточность в изображении приведенного алгоритма работы наблюдателя, которая заключается в том, что при смене режима работы должен вводиться новый отсчет времени $t(i)$ и величины $\Delta H_{\text{дин}0}$. Тем не менее, предлагаемый наблюдатель позволяет рассчитать с определенной степенью точности динамический уровень жидкости в скважине. На точность наблюдателя будут оказывать влияние погрешности датчика расхода жидкости и определения исходных данных: продуктивности нефтяного пласта, плотности и статического уровня добываемой жидкости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Живаева В. В., Стариков А. В., Стариков В. А. Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», №1 (23) – 2009. – Самара: СамГТУ, 2009. – С. 142 – 151.
2. Стариков А.В., Полежаев Д.Ю. Вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы без датчика динамического уровня / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 4 (44) – 2014. – Самара: СамГТУ, 2014. – С. 191 – 197.

УДК 622.35.05

**ЗАКОЛОННЫЙ ПАКЕР, ПРИМЕНЯЕМЫЙ В
СОСТАВЕ КОЛОННЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ, ДЛЯ
ИСКЛЮЧЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ ЖИДКОСТИ ЧЕРЕЗ
ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ**

И.С.Копейкин

*УГНТУ, г. Уфа, Россия,
ilya.kopeikyn@gmail.com*

Нефтегазодобывающая отрасль – одна из самых экологически опасных отраслей хозяйствования. Она отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами для растительного и животного мира, а также для человека.

В представленной работе была рассмотрена пример решения проблемы перетоков технологической жидкости через цементное кольцо при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) с помощью заколонного пакера, применяемого в составе обсадной колонны. Характер рассмотренной проблемы подразумевает высокую вероятность разрушение цементного кольца при создании избыточного давления (свыше 700 Мпа) вовремя ГРП, что в следствие становится причиной перетоков технологической жидкости из области высокого давления в область низкого. Данное явления зачастую приводит к загрязнению сточных вод, которые находятся интервалом выше области проведения ГРП. Для решение данной проблемы было предложено использовать пакер заколонный, применяемый в составе обсадной колонны и активируемый при продавке цементного раствора продавочной пробкой на конечном этапе цементирования.

На сегодняшний день в качестве заколонных пакеров используются пакера надувного и разбухающего типа. Но подобные типы пакеров имеют ряд недостатков, а именно: неспособность создать достаточной радиальной нагрузки резиновым уплотнительным элементом, что в следствии влияет на герметичность пакеровки. Кроме этого у подобных пакеров имеется вероятность неполной работоспособности внутри скважины. Рассмотрев выше указанные недостатки, было принято решение

разработать гидромеханический пакер, который обеспечил бы необходимое контактное давление между стенкой скважины и резиновым уплотнительным элементом пакера, а также имел бы достаточную работоспособность внутри скважины, что могло бы впоследствии гарантировать надежную изоляцию интервалов скважины от области проведения ГРП, а также компенсировало вероятность разрушения цементного кольца.

Таким образом, в следствии проведения конструктивных работ, был получен гидромеханический пакер, применяемый в составе обсадной колонны для открытого ствола скважины. Конструктивной особенностью пакера стало использование в нем специальных раздвижных опор единичного действия, которые выполняют в изделия три характерных функции: раздвижная опора предотвращающая затекание резинового уплотнительного элемента при перепаде давления, центратор – центрирующий пакер перед посадкой в необсаженном стволе и таким образом обеспечивающий соосность изделия со скважинной и более надежную пакеровку, заклинивающие плашки – исключаящие осевое перемещение пакера.

В результате применения заколонного гидромеханического пакера в составе обсадной колонны достигается надежная герметизация интервалов скважины, исключается возможность перетока технологической либо любой иной жидкости через цементное кольцо. Кроме этого была получена новая конструкция пакерно-якорного оборудования для открытого ствола скважины с учетом имеющихся проблем у аналогичного оборудования. Подводя итоги можно сказать, что представленная оборудования сокращает вероятности возникновения аварийных ситуаций в работе внутрискважинного оборудования, тем самым сокращая отрицательное влияние на растительный и животный мир.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПО ТЕХНОЛОГИИ SAGD

Г.С.Мозговой, А. С.Мякишев

*«СамГТУ», Самара, Россия
gsmozgovoi@mail.ru*

Групповым рабочим проектом строительства эксплуатационных скважин на Черемшанском месторождении СВН определена следующая конструкция скважины (рис. 1):

- кондуктор диаметром 324 мм длиной 100-130 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 245 мм длиной 250 - 400 м;

- хвостовик-фильтр диаметром 168 мм длиной до 1000 м.

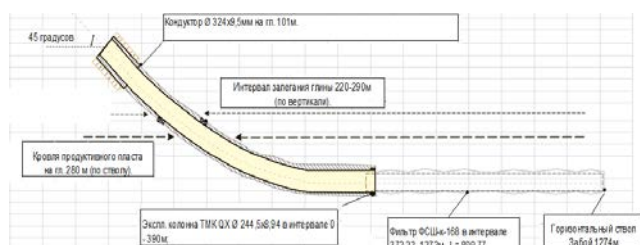


Рис. 1 - Конструкция скважины

Допускается бурение без спуска направления, либо с применением извлекаемого направляющего патрубка, при условии обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой и применении глинистого раствора при бурении под кондуктор для предотвращения размыва устья.

При нагнетании пара в скважину, крепь скважины испытывает термонапряжение, и поэтому к качеству крепления скважин предъявляются особые требования. С этой целью разработан и внедрен комплекс технологий, направленных на повышение качества крепления скважин на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти. Технология вращения обсадной колонны при ее цементировании обеспечивает замещение бурового раствора цементным раствором в пространстве за обсадной колонной. Применение термостойкого цемента, в котором добавлено 30 % кварцевой муки, обеспечивает прочность цементного камня при повышении температуры в скважине. Кондуктор диаметром 324 мм, составленный из обсадных труб с резьбовым соединением (ОТТМ по ГОСТ 632-80), предназначен для изоляции зоны поглощения в интервале 16 - 35 м (байтуганский горизонт), служит опорой для эксплуатационной колонны. Для надёжности изоляции башмак кондуктора устанавливается в плотные породы на 10 м ниже подошвы водосодержащего (поглощающего) пласта. Цементируется кондуктор прямым способом по всей длине с применением термостойкого цемента. После выхода цементного раствора на дневную поверхность устанавливается наблюдение за уровнем цементного раствора в пространстве за кондуктором, который, как правило, понижается. Методом долива цементного раствора уровень цементного камня в кольцевом пространстве восстанавливается до уровня поверхности земли. Эксплуатационная колонна диаметром 245 мм, составленная из обсадных труб с высокопрочным (премиальным) резьбовым соединением (ТМК QX) предназначена для разобщения

продуктивного пласта от вышележащих пластов и извлечения из скважины сверхвязкой нефти. Цементируется эксплуатационная колонна по всей длине с применением термостойкого цемента с вращением эксплуатационной колонны во время цементирования. В качестве дополнительного барьера против утечек пара по заколонному пространству в состав эксплуатационной колонны нагнетательных и пароциклических скважин устанавливается заколонный водонабухающий термостойкий пакер (рис. 2).

На каждую обсадную трубу установить центраторы. Центратор должен свободно вращаться на теле обсадной трубы, а осевое перемещение центратора должно ограничиваться фиксирующими кольцами.

На обсадные трубы, размещаемые в интервале ствола скважины с зенитным углом 90° установить по два центратора. На обсадные трубы, размещаемые в интервале ствола скважины с зенитным углом $45^\circ - 90^\circ$ установить один центратор (рис. 3).

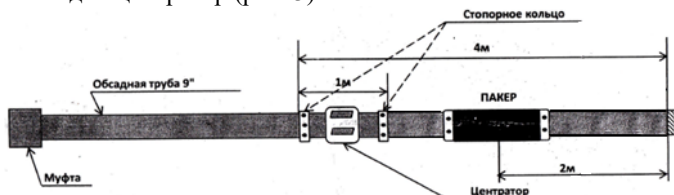
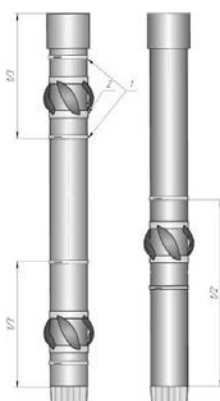


Рис. 2 - Схема установки водонабухающего пакера



1 - фиксирующее кольцо, 2-центратор

Рис. 3 - Схема установки центраторов на обсадной трубе

Применение скважинных противопесочных фильтров с заглушками внутренними позволяет хвостовик-фильтр спускать в скважину порожним,

т.е. создавать эффект флотации и преодолевать сопротивление перемещению хвостовика-фильтра в горизонтальном стволе. Однако, доставки хвостовика-фильтра в проектный интервал требуется удалению заглушек с применением колтюбинговой установки, с скважины газожидкостной смесью для очистки ствола от остатков бурового раствора. Предлагается для ускорения передачи скважины в обустройство применить фильтр без внутренних заглушек.

Хвостовик-фильтр диаметром 168 мм, оснащенный противопесочным фильтром со щелями 0,15 мм, предназначен для предотвращения выноса песка при эксплуатации скважины. Хвостовик-фильтр устанавливается на всю длину горизонтального ствола без цементирования.

Крепление обсадных колонн

При цементировании обсадных колонн при отрицательной температуре окружающей среды использовать воду затворения для приготовления буферной жидкости и тампонажного раствора с температурой не менее $(20 \pm 2) ^\circ\text{C}$.

Для цементирования обсадных колонн использовать термостойкий тампонажный цемент (ЦТ Active II КМ – 160) с предоставлением результатов лабораторного анализа, проведенного при скважинных условиях, имеющий в составе 30 % силикатной муки.

Цементирование кондуктора производится в следующем порядке:

- закачать с помощью бурового насоса 5 м^3 буферной жидкости на основе технической воды, обработанной триполифосфатом натрия (ТПФН) в количестве 2% (100 кг);

- закачать расчётный объем термостойкого тампонажного цемента, обработанный ускорителем схватывания для достижения времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) - 12 часов;

- произвести продавку термостойкого цементного раствора технической водой из расчета оставления 10м цементного стакана над башмаком кондуктора. Ориентировочное рабочее давление при цементировании кондуктора 0,5 МПа;

- оставить кондуктор под давлением;

- выдержать время ОЗЦ 12 часов;

- в случае снижения уровня тампонажного раствора за кондуктором закачать в кольцевое пространство между кондуктором и направлением термостойкий цементный раствор, порциями по 2,5т до прекращения снижения уровня цементного раствора в указанном пространстве.

Цементирование эксплуатационной колонны производится в следующем порядке:

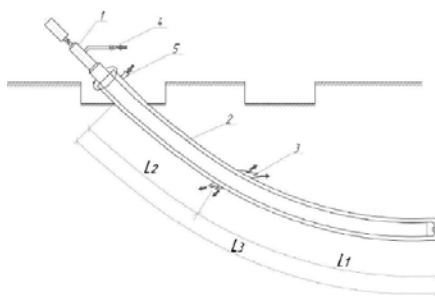


Рис. 4 - Схема цементирования

1- ГЦВ - 245; 2 - эксплуатационная колонна; 3- зона поглощения бурового раствора; 4 - тампонажная линия для закачивания через башмак эксплуатационной колонны; 5- тампонажная линия для закачивания с устья скважины за эксплуатационную колонну; L_2 - расстояние от устья до кровли зоны поглощения бурового раствора; L_1 - расстояние от забоя до зоны поглощения бурового раствора; L_3 - глубина спуска эксплуатационной колонны.

2-

При снижении уровня тампонажного раствора в кольцевом пространстве для наполнения уровня используется 5 м^3 тампонажного раствора, приготовленного из 6т термостойкого портландцемента (6т стандартная загрузка одного СМН - 20).

Схема расстановки тампонажной техники и обвязки технологических линий при цементировании с эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

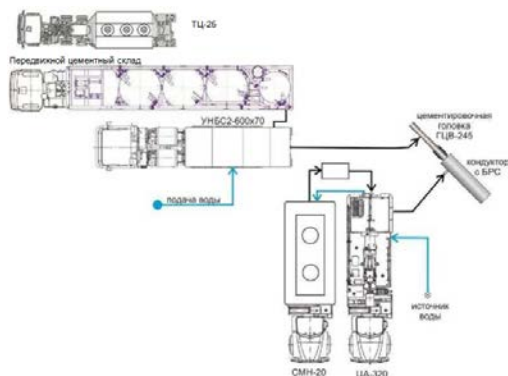


Рис. 5 - Схема расстановки тампонажной техники и обвязки

Последовательность закачки растворов следующая.

Закачать в эксплуатационную колонну буферную жидкость в объеме трубного пространства эксплуатационной колонны с расходом 25-26 л/сек.

Закачать в эксплуатационную колонну тампонажный раствор с расходом 19-20 л/сек. Одновременно закачать последние 5 м^3 в эксплуатационную колонну и 2 м^3 буферной жидкости (воду) с устья скважины в заколонное пространство согласно рисунку 6.

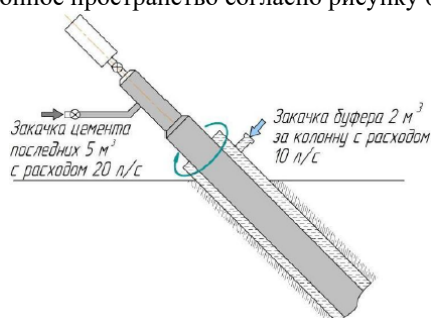


Рис. 6 - Схема закачки

Одновременно начать продавку тампонажного раствора V_1 с расходом 22-25 л/сек и закачивание тампонажного раствора V_2 в заколонное пространство с устья скважины с расходом 5-10 л/сек согласно рисунку 7.

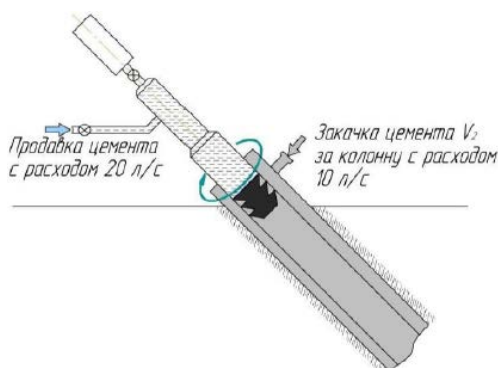


Рис. 7 - Схема продавки

Продавить последний 1м продавочной жидкости с расходом 8-9 л/сек. Получить давление «стоп».

Опрессовать эксплуатационную колонну на 3МПа. Снизить давление до 0 проверить клапан на герметичность. При отсутствии

негерметичности закрыть кран-отсекатель до момента конца времени схватывания цемента (примерно 6 ч). Начать разбуривание башмака не не менее чем через 18 час после получения давления «стоп».

Если уровень тампонажного раствора снижается необходимо закачать в заколонное пространство эксплуатационной колонны с устья тампонажный раствор порциями по 5 м^3 приготовленными из бт цемента. Время между закачиванием порций не ранее 2ч. Кольцевое пространство за 245 мм эксплуатационной колонной защитить от попадания бурового раствора и выбуренной горной породы установкой специального защитного устройства.

Во время цементирования (включая продавку) следует вращать эксплуатационную колонну 10-15 об/мин не превышая момента свинчивания резьбового соединения обсадной трубы.

Крепление фильтра – хвостовика

Разъединительное устройство для установки хвостовика в скважину (далее подвеска) устанавливается на 5 м выше башмака эксплуатационной колонны, которое позволяет проводить спуск хвостовика в скважину с одновременным вращением хвостовика, подвеска оснащена узлом для предотвращения выноса песка в скважину из заколонного пространства хвостовика. Подвеска с герметизатором при термоудлинении хвостовика свободно скользит по эксплуатационной колонне, предотвращая тем самым механические напряжения в хвостовике.

Спустить на бурильной колонне хвостовик, оснащенный разъединительным устройством (рис. 8). Низ хвостовика оборудовать башмаком и обратным клапаном.

Для достижения эффекта плавучести, спуск хвостовика вести в режиме флотации без промывки скважины и долива его буровым раствором. Необходимо применять трубы фильтра-хвостовика, оснащенные срезными дюралевыми заглушками дренажных отверстий.

1-муфта бурильной трубы, 2-тело обсадной трубы, 3- центрирующая обойма, 4- шар, 5- седло, 6 - узел герметизации, 7 - эксплуатационная колонна диаметром 245 мм

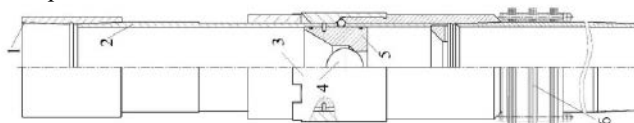


Рис. 8а - разъединительное устройство до разъединения с бурильной колонной

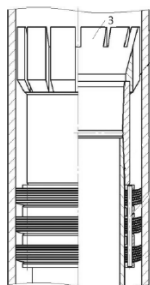


Рис. 8б - разъединительное устройство после разъединения с бурильной колонной

Рис. 8 - разъединительное устройство для установки хвостовика в скважине

Во время спуска хвостовика допускается его вращение верхним силовым приводом, с моментом, не превышающим допустимый момент свинчивания резьбового соединения обсадных труб. На хвостовиках длиной до 600 м допускаются соединения фильтровых труб с резьбовыми соединениями типа ОТТМ, для более протяженных хвостовиков необходимо применять трубы с премиальными резьбовыми соединениями. Перед выходом хвостовика из эксплуатационной колонны в открытый ствол зафиксировать по индикатору веса буровой установки вес бурильной колонны и хвостовика при движении вверх и при движении вниз.

Произвести разъединение бурильной колонны от хвостовика сбросом шара разъединительного устройства в хвостовик.

Продавить шар до разъединителя хвостовика тех водой $1,0-1,02 \text{ г/см}^3$, при помощи бурового насоса с производительностью $Q=15-20 \text{ л/сек}$.

Разъединиться, повышением давления (разъединение происходит при 25-30 атм), факт отсоединения зафиксировать появлением циркуляции и потерей веса фильтра.

Промыться в течение 3 циклов (либо до выхода чистой воды) с расхаживанием, вращением бурильной колонны 30-35 об/мин на голове фильтра для очистки скважины от твердых взвесей. При промывке ввести вязкую пачку глинистого раствора в $V=5 \text{ м}^3$ наилучшего выноса шлама. Далее промыться до выхода чистой жидкости. Схема конструкции хвостовика приведена на рисунке 9.

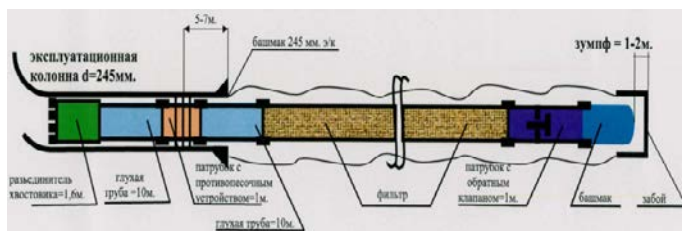


Рис. 9 – Схема конструкции хвостовика

Собрать низ хвостовика в последовательности:

- башмак ОНК – 168 L=0,20 м;
- патрубок Ø 168мм, L=1000 мм;
- клапан ОНК – 168
- фильтр ФЩ-К с заглушками (ОТТМ) 86 шт L=875,55;
- труба ОТТМ-168, 1шт. L=10,2 м;
- патрубок – 168 L=1000 мм;
- противопесочное устройство
- труба ОТТМ-168, 1шт. L=11,0 м;
- разъединитель хвостовика L=0,9 м (голова хвостовика в интервале 372,23 м);
- остальное бур. инструмент Ø 127мм.

При навороте обсадных труб кондуктора, эксплуатационной колонны и фильтрового хвостовика необходимо руководствоваться инструкциями и рекомендациями заводов-изготовителей.

Освоение эксплуатационных скважин на месторождении сверхвязких нефтей заключается в прогреве пласта нагнетанием водяного пара в течение нескольких месяцев. Буровыми подрядчиками выполняется только первый этап освоения - подготовка скважины к нагнетанию пара, заключающаяся в удалении глинистой корки и раствора из кольцевого пространства за щелевым фильтром на этапе спуска хвостовика-фильтра диаметром 168 мм интенсивной промывкой водой с одновременным вращением хвостовика-фильтра.

Удаление срезных заглушек дренажных отверстий хвостовика - фильтра выполняется спуском фрезы (срезной воронки) на НКТ или на гибкой трубе. Устье скважины оборудуется устьевым герметизатором, герметизирующим пространство между кондуктором и эксплуатационной колонной.

ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМОГАЗОКИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ТГКВ) «FOGAS»

Д.О.Королев, Г.С.Мозговой, И.В.Павлов

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, РФ,
gsmozgovoi@mail.ru

Постановка проблемы ОПЗ

Начиная с этапа бурения скважины и заканчивая ее эксплуатацией и проводимыми на ней различными мероприятиями, продуктивный коллектор постоянно претерпевает изменения, следствием которых, как правило, является снижение фильтрационно-емкостных характеристик и падение продуктивности.

С целью восстановления или увеличения дебита скважин проводятся различные геолого-технические мероприятия, наиболее доступной и распространенной из которых является простая кислотная обработка.

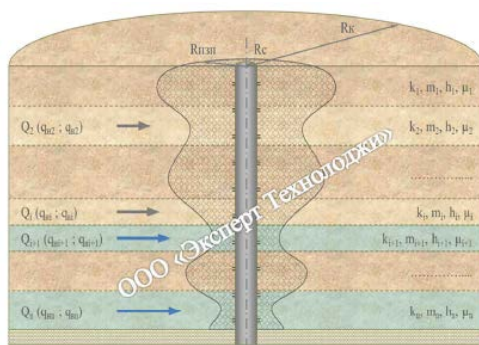


Рис. 1 – Суммарная продуктивность отдельных пропластков, влияющая на общий дебит скважин

Однако эффективность кислотных обработок, даже на скважинах с хорошим «откликом», со временем снижается, поскольку такие обработки не могут устранить кольматацию и подключить к активной работе низкопроницаемые пропластки и только при каждой следующей ОПЗ все больше продолжают интенсифицировать отдельные уже намытые и без того достаточно проницаемые каналы и области, все больше усугубляя неравномерность притока жидкости, повышая риски преждевременного прорывного обводнения, и даже уменьшая активные дренируемые запасы.

Кроме того, сама декольматирующая способность кислотных растворов не всегда оказывается достаточной, в особенности при комплексном и одновременном повреждении коллектора различными кольтмантатами (АСПО, солями, глинистыми частицами и пр.).

Таким образом, при проведении ОПЗ приоритетным является не только общее увеличение проницаемости прискважинной зоны, но и повышение избирательности воздействия, а также глубины и степени интенсификации.

Эффективное решение

Эффективным решением поставленной проблемы является оптимизация кислотной обработки и ее трансформация в технологию термогазокислотного воздействия с использованием составов «ФОГАС».

Данная технология проста в реализации и осуществляется в три основных этапа.

На первом этапе в НКТ через тройник попеременно с использованием разделительных буферов закачиваются термогазогенерирующие растворы «Fogas» марки «А» и «В».

В процессе химических взаимодействий между растворами «Fogas» уже непосредственно в пласте за счет экзотермических реакций температура обрабатываемой зоны повышается до 200-300 °С.

Высокая газогенерирующая способность реагирующих растворов (1 м³ жидкостей производит порядка 100 м³ газа) в условиях повышенных пластовых давлений приводит к образованию газожидкостной системы (для глубин залегания обрабатываемых пластов порядка 2000 м система будет ориентировочно на 30 % представлена газом и на 70 % - жидкостью).

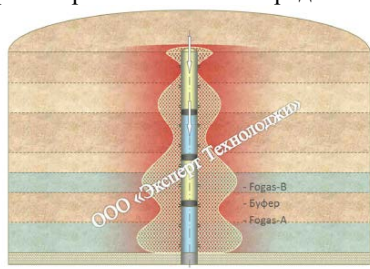


Рис. 2 – Схема прокачивания термогазогенерирующих растворов ФОГАС марки А и В



Рис. 3 – Внешний вид термогазогенерирующих растворов ФОГАС марки А и В

Результатом такого воздействия является термическое разрушение многих кольтмантатов, снижение вязкости тяжелых компонентов, а также ослабление их сил сцепления с породой, за счет интенсивного выделения газа и так называемого эффекта Жамена происходит выравнивание профиля приемистости скважины и блокирование водонасыщенных областей.

На втором этапе в НКТ через тройник попеременно закачивается раствор «Fogas» марки «В» и кислотный раствор, содержащий ПАВ, при этом образуется газожидкостная кислотная смесь/пена, которая дополнительно самостоятельно разогревается до температуры 130-160 °С.

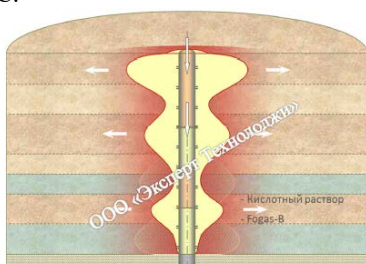


Рис. 4 – Схема прокачки раствора ФОГАС марки В и кислотного раствора с ПАВ

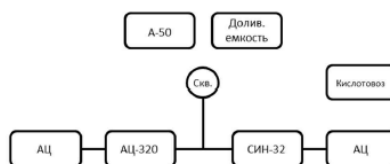


Рис. 5 – Схема обвязки оборудования с устьем скважины при производстве работ

На третьем заключительном этапе в подготовленный пласт (интенсивно прогретый, с выровненным профилем приемистости, с увеличенной проницаемостью нефтенасыщенных областей) закачивается основной кислотный раствор.

Таким образом, реализация технологии ТКВБ «FOGAS» обеспечивает комплексное и эффективное термореагентное воздействие на пласт, значительно превосходящее обычную кислотную ОПЗ, при этом все работы проводятся с использованием штатной техники бригады КРС (ПРС) и не требуют привлечения дополнительного оборудования.

Преимущества технологии

Высокая эффективность технологии, кроме высокой декольматирующей способности, обусловлена также и комплексным механизмом достижения селективности воздействия на низкопроницаемые нефтенасыщенные области:

- Разогрев продуктивных пропластков приводит к более кратному уменьшению вязкости пластовой нефти, чем вязкости пластовой воды, поэтому фильтрация кислотного раствора заметно облегчается именно в нефтенасыщенные пропластки;

- Образование газожидкостной смеси в пластовых условиях приводит к выравниванию профиля приемистости скважины и блокированию водонасыщенных областей (эффект Жамена);

- Кроме того, значительно большая растворимость выделяющихся газов в нефти, чем в воде приводит к обеднению

газожидкостной смеси газом и более легкой фильтрации кислотного раствора в нефтенасыщенные области;

- Дополнительное содержание ПАВ в кислотном растворе увеличивает его проникающую способность в поры и микротрещины нефтенасыщенных низкопроницаемых пропластков, приводит к замедлению реакций и увеличению глубины воздействия.

Технология успешно себя зарекомендовала на месторождениях Западной Сибири и Поволжья, в том числе:

- на продуктивных объектах с высокой расчлененностью, вариацией фильтрационно-емкостных свойств, неоднородностью строения, различной текущей нефтенасыщенностью и обводненностью пропластков;
- на залежах высоковязкой нефти, склонной к выпадению АСПО или кристаллизации парафина;
- на объектах с «посаженным» пластовым давлением;
- на скважинах, ранее многократно подвергнутых простым кислотным ОПЗ, которые в настоящее время уже малоэффективны;
- и так далее.

Реализация и сопровождение ОПЗ

Технология ТГКВ «Fogas» при производстве работ реализуется непрерывно и безостановочно.

Не требует применения значительных объемов исходных композиций, как правило, на 1 операцию затрачивается от 1 до 2 т порошкообразных реагентов.

При прочих равных условиях модернизация простой кислотной обработки в комплексную технологию «ФОГАС» приводит к относительному удорожанию работ не более чем на 10 % при гарантированно большей их эффективности.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА

Г.С. Мозговой, В.В. Пасленов, Ю.К. Щербакова

**ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия,
gsmozgovoi@mail.ru**

Глушение скважин – технологический процесс, который предшествует капитальному и текущему ремонту скважин. Во время его проведения создается противодавление на пласт, которое препятствует поступлению флюида в ствол скважины.

Каждая скважина подвергается глушению как минимум раз в год, для безопасного проведения ремонтных и профилактических работ. С целью предотвращения нефтегазоводоносного притока, в скважине необходимо создать давление выше пластового, что приводит к фильтрации жидкости глушения в пласт. Проблема правильного подбора компонентов жидкости для глушения является актуальной. Грамотное проектирование состава применяемой жидкости позволит избежать значительного ущерба и таких последствий, как ухудшение коллекторских свойств пласта, снижение продуктивности скважин, возникновение нефтегазопроявления.

В настоящее время существует большое количество реагентов для подготовки скважин к технологическому ремонту в различных геологических условиях. По плотности они варьируются в широких пределах от газов до растворов высокой плотности. В качестве жидкости глушения используют нефть, воду, растворы на водной и углеводородной основах.

К жидкостям глушения предъявляются определенные требования:

- Плотность, достаточная для обеспечения необходимого противодавления на пласт;
- Надежность глушения на весь период ремонта скважины;
- Максимальное сохранение коллекторских свойств пласта;
- Соответствие современным требованиям охраны труда и экологии;
- Термостабильность в широком диапазоне температур и отсутствие механических примесей;
- Взрыво- и пожаробезопасность, нетоксичность;
- Низкая себестоимость производства жидкости глушения и её компонентов.

Целью нашей работы мы поставили подбор оптимальной жидкости для глушения коллектора горизонтальной скважины месторождения им. В.Н. Виноградова, которое располагается в Западной Сибири. Хороший подход к выбору жидкости – это подбор основы и добавки, которые наилучшим образом выполнили бы необходимые функции с одновременным соблюдением требований к жидкостям для глушения.

В Западной Сибири чаще всего применяется жидкость глушения на водной основе, потому что техническая вода является доступной, дешевой и существует возможность приготовления непосредственно на промысле. Техническая вода взята за основу для нашего раствора глушения.

В качестве утяжелителя жидкости выбран углекислый калий (K_2CO_3), в простонародье известный, как поташ. Ее преимуществом является распространённость и соответственно цена, что не мало

важно, потому что для глушения скважин требуются достаточно большие объемы соли.

Гидрофобизирующие свойства обуславливаются применением реагента «Unitech», который отличается своей совместимостью с технологическими жидкостями и пластовыми флюидами. Он подходит для применения в различных геологических условиях, а также позволяет максимально сохранить пластовые фильтрационно-емкостные свойства. Обязательное условием при выборе соли являлось то, что при приготовлении технологической жидкости глушение нельзя использовать хлорид кальция CaCl_2 по причине несовместимости с композицией «Unitech».

Таблица 1

Подбор состава для жидкости глушения

№ Опыта	Потребность компонентов				Р
	Тех. вода	CaCl_2	Unitech	Пластовая вода	
1	50 мл	50 г	10 мл	—	1430 кг/м ³
2	50 мл	50 г	10 мл	50 мл	1190 кг/м ³

Таблица 2

Проверка жидкости на термостабильность

V, мл	t, °C	Наблюдения		
		Сразу*	Через 40 мин*	Через 2 часа
100	130	Никаких изменений визуально не было.	Небольшое кипение жидкости, образование на поверхности крупных пузырьков воздуха.	После остывания цвет жидкости не изменился, на дне колбы образовался естественный осадок.

*Наблюдения, при нахождении жидкости в сушильном шкафу

В ходе нашей работы, мы приготовили жидкость глушения необходимой плотности, в которой сочетаются оптимальные, доступные, экономически выгодные, хорошо совместимые компоненты. Жидкость глушения однородна, но со временем образовался осадок 2 мл (2%) от общего объема, не превышающий допустимую норму. Жидкость глушения имеет высокую термостабильность (130°C) и простоту приготовления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009 – 952 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕИОНОГЕННОГО
ВОДОРАСТВОРИМОГО ПАВ СУПЕРКОНЦЕНТРАТ СМФ-240 НА
УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
С НЕФТИ**

Г.С. Мозговой, С.Ю. Милькова, Р.В. Подаков, В.А. Чижов

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия,
gsmozgovoi@mail.ru*

На сегодняшний день, проблема удаления асфальто смолопарафиновых отложений является довольно значимой в нефтегазовом комплексе. Отложения АСПО способствуют быстрому износу нефтедобывающего оборудования, трубопроводов, снижают показатели продуктивности скважины.

Есть три известных метода борьбы с АСПО, это тепловая обработка, механическая обработка и химическая обработка. Первые два метода, как показывает практика, весьма энергоемкие и требуют дополнительных временных, трудовых и материальных затрат.

Рассматривая химический метод в сравнении с тепловым и механическим способами можно выделить некоторые преимущества. Во-первых, использование химических реагентов помогает удалить уже образовавшиеся АСПО, во-вторых предупредить их образования. Также химический метод помогает разрушать водонефтяные эмульсии. Однако не стоит забывать, что следует учитывать физико-механические показатели нефти при выборе рабочего раствора.

Одним из таких растворителей является суперконцентрат СМФ-240, его влияние на разложение АСПО мы исследовали опытным путем, в лаборатории СамГТУ.

СМФ-240 концентрированная экологически безопасная жидкость, желто-белого цвета, уровень pH -12,7, плотность 1,046 г/л, не имеет запаха, температура кипения 100°C. Подходит для использования на любых поверхностях удаления различных загрязнений, нетоксичный.

Ниже будет изложен проделанный нами опыт, в котором представлено сравнение трех растворителей: керосин, уайт-спирит и суперконцентрат СМФ-240. За образец испытания была взята проба АСПО (13.06.2013) «УдмуртНефть» Киенгонского месторождения.

Данный опыт был проделан на основе исследования, проделанного Полтавским Национальным Техническим Университетом имени Юрия Кондратюка, в лице М.Л. Зоценко д.т.н., М.О.Бидноша к.т.н., С.О. Юрина ООО «ЭКО-Страна», а также И.В.

Пархоменко исследователя-стажера. Опираясь на базу методических указаний, мы провели свое исследование, с целью увидеть и убедиться, как убедиться, как влияет CMF-240 на АСПО.

В три емкости было отмерено и положено по 1 грамму образца с АСПО и помещены в мерные стаканы, предварительно наполненные растворителями. Установленное время протекания опыта один час. По истечению 30 минут, проводился предварительный замер массы образцов.

В процессе опыта мы отчетливо наблюдали эффективное действие CMF-240 на разложение асфальтосмолопарафиновых отложений. Не вооруженным глазом наблюдалось осаждение частичек АСПО, отделившихся от образца. Растворитель даже немного потемнел.

Влияние керосина и уайт-спирита на образцы просматривалось, но абсолютное лидерство в этом споре занял исследуемый нами растворитель суперконцентрат CMF-240.

В таблице 1, вы можете рассмотреть статистику нашего опыта.

Таблица 1

Результаты проведения опыта исследование влияния растворителей на АСПО

Растворители	Керосин	Уайт-спирит	CMF-240
Образец	АСПО* 1 грамм	АСПО* 1 грамм	АСПО* 1 грамм
30 мин.	0,74	0,43	0,28
60 мин.	0,56	0,32	0,14

*Проба АСПО (13.06.2003) «Удмуртнефть» Кienгонское м-е

Как показывают данные приоритетом выбора растворителя для разложения АСПО должен являться суперконцентрат CMF-240. В сравнении с другими растворителями супер CMF-240 концентрат, по нашему общему мнению, является более надежным средством расщепления асфальтосмолопарафиновых отложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина г. Москва.

ПРОБЛЕМА НАРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ИНТЕРВАЛАХ АКТИВНЫХ ГЛИН ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹Д.С.Алябьев, ²О.А.Нечаева

¹НК «Акрос»

²Самарский государственный технический университет
Самара, Россия

Одной из основных проблем при строительстве нефтяных скважин на данном месторождении является быстрая наработка бурового раствора в интервалах активных глин. Поскольку разрез скважины преимущественно представлен глинистыми отложениями, то при больших скоростях бурения (400-550 м в сутки) параметры бурового раствора достаточно быстро отклоняются от проектных значений: возрастает условная вязкость, содержание активной глинистой фазы, статическое напряжение сдвига (СНС) за 10 минут, толщина фильтрационной корки. Такие изменения свойств буровых растворов приводят к осложнениям и авариям при бурении.

Существует два способа борьбы с наработкой активной коллоидной фазой бурового раствора:

- 1) разбавление;
- 2) применение реагентов дефлокулянтов.

Южная часть Приобского месторождения находится рядом с пойменной зоной Иртыша, где не разрешается амбарное бурение. В связи с этим ведется безамбарное бурение и предъявляются высокие требования к сокращению вывоза бурового раствора. Поэтому актуально применять реагенты - дефлокулянты для поддержания параметров бурового раствора и сокращения вывоза отработанного раствора путем уменьшения объемов приготовления на разбавление.

Наиболее часто используемые реагенты дефлокулянты это SAPP и лигносульфонат. SAPP эффективно работает при бурении под направление и кондуктор, дальнейшее его использование не эффективно, поскольку термостабильность данного реагента не более 80°C. При последующем углублении и повышении забойных температур применяются реагенты на основе лигносульфоната не содержащие хрома с термостабильностью до 150°C. Компания «АКРОС» с недавнего времени активно применяет в качестве реагентов - дефлокулянтов сополимеры лигносульфоната и акриловой кислоты (LIGNOSTAB). В таблице 1 представлены физические свойства LIGNOSTAB.

Термостабильность данного реагента комплексного действия составляет 180°C. Проведенные испытания показали, что эффективность LIGNOSTAB по сравнению с лигносульфонатом (ЛС) выше. При обработке соленасыщенного раствора с вязкостью 124 сек по воронке Марша реагентом LIGNOSTAB концентрацией 3 кг/м³ вязкость снизилась до 56 сек, так же снизилась фильтрация раствора с 6 см³/30мин до 5,4 см³/30мин. Также наблюдается снижение реологии и стабилизация пресных систем буровых растворов (при значениях МВТ (тест на адсорбцию метиленового синего) больше 100 кг/м³) начиная с концентрации 2 кг/м³. Для достижения таких же результатов с применением лигносульфоната концентрацию необходимо увеличивать почти вдвое.

Основные физические свойства LIGNOSTAB:

Внешний вид:	Темно – коричневый порошок
Удельный вес:	1.2 – 1.4 г/см ³
pH (2% раствор):	2.8 – 4
Насыпная плотность:	590 кг/м ³
Растворимость в воде:	100%

График зависимости вязкости от концентрации реагентов-дефлюклянтов в буровом растворе с МВТ=120 представлен на рис. 1

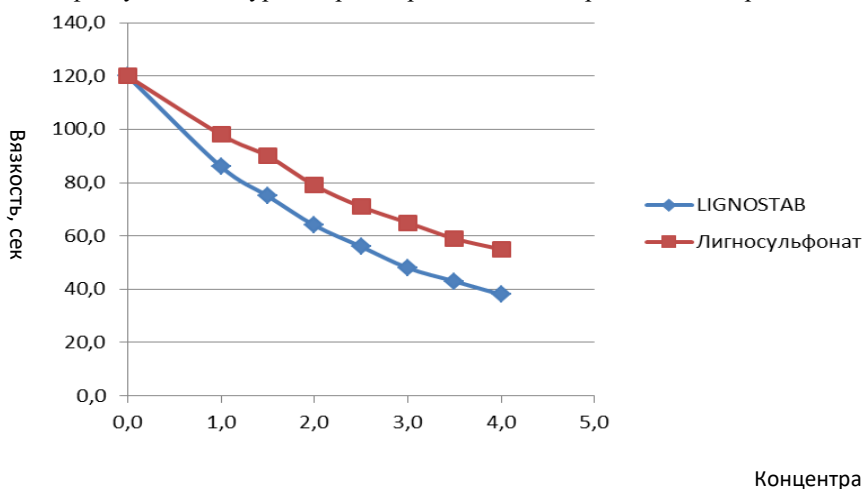


Рис. 1 Зависимость вязкости от концентрации реагентов-дефлюклянтов

К преимуществам реагента LIGNOSTAB относятся следующие его характеристики:

- Высокоэффективный дефлокулянт и стабилизатор реологических свойств;
- Применим в большинстве систем на водной основе;
- Термостабилен до 180 °С;
- Снижает водоотдачу буровых растворов;
- Устойчив к загрязнению бурового раствора;
- Не содержит хрома.

Нужно отметить, что данный реагент отечественного производства.

Результаты испытаний показали высокую эффективность LIGNOSTAB по сравнению с остальными реагентами- дефлокулянтами. Таким образом, данный реагент позволяет сокращать объёмы вывоза бурового раствора со скважин южной части Приобского месторождения за счет поддержания программных значений бурового раствора обработкой LIGNOSTAB, а не приготовлением дополнительных объемов на разбавление.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И ПРОБЛЕМЫ СЕРВИСА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.

¹О.А.Нечаева, ²Н.А.Демин, ³А. В.Борисова

¹Самарский государственный технический университет

²ОАО «УПНП и КРС»

³ОАО «Самаранефтегаз»

Самара, Россия

В целом, российский нефтесервисный рынок сегодня находится в сложном положении. Санкции частично вынудили иностранцев уйти из большинства проектов, однако отечественным компаниям заполнить эту нишу, к сожалению, пока невозможно – их уровень не совсем соответствует западным конкурентам. А между тем, именно высокие технологии наиболее востребованы сейчас в РФ: большинство действующих месторождений находится на завершающей стадии разработки, и оставшиеся запасы становятся все более трудноизвлекаемыми.

Нефтедобывающие компании сегодня решают множество проблем и их основная задача – повысить коммерческую скорость бурения без снижения качества построенных скважин.

В статье постараемся раскрыть основные трудности, с которыми приходится сталкиваться российским нефтесервисным компаниям.

Для начала необходимо определить, что представляет современный сервис буровых растворов.

1 этап – Планирование и подготовка. На этом этапе осуществляется разработка новых систем буровых растворов для определённых горно-геологических условий, подготовка регламентов, программ на промывку, контроль качества применяемых материалов, эффективная транспортная логистика.

2 этап – Ключевые процессы. Для этого этапа характерно внедрение современных технологий с соблюдением норм и правил к качеству продукции, экологии и безопасной эксплуатации.

3 этап – Обеспечивающие процессы. Этот этап характеризуется управлением проектами, мониторингом результативности, проведением внутренних аудитов и анализом результатов, постоянным совершенствованием и оптимизацией услуг. Немаловажную роль играет подготовка квалифицированного персонала.

Все эти этапы взаимосвязаны, и, если где-то происходит какой-либо сбой, система работает уже не так отлаженно и возможен «накопительный эффект» от возникающих проблем.

Буровые растворы несомненно играют важную роль при строительстве скважин, поэтому решение проблем в этом секторе носит стратегический характер.

Можно выделить следующие ключевые проблемы российского рынка буровых растворов:

Экономические:

- ✓ отсутствие достаточного капитала для достижения серьезных результатов;
- ✓ сравнительно низкая рентабельность бурового сервиса в РФ;
- ✓ трудности с подрядчиками в сфере логистики реагентов.

Технологические:

сложные горно-геологические условия бурения;

- ✓ трудности в логистике и средствах коммуникаций;
- ✓ возрастающие требования заказчика к качеству сервиса;
- ✓ экологические требования к утилизации буровых растворов и шлама.

Кадровые:

- ✓ дефицит квалифицированных кадров;
- ✓ трудности с обучением специалистов нефтегазового сервиса.

Конкурентные:

- ✓ высокая конкуренция со стороны западных компаний;
- ✓ оборудование и сырье для реагентов китайского производства.

Одной из особенностей современного нефтесервисного рынка является переход на импортзамещение. Но нужно понимать, что этот процесс не может быть быстротечным.

Но, тем не менее, прогнозы на ближайшие пять лет оптимистичны – снизится доля иностранного сервиса на рынке буровых растворов, российская инфраструктура будет «набирать обороты» и стремиться полностью вытеснить иностранные технологии.

Динамику роста рынка буровых растворов, на данный момент, диктуют разведка нефти и газа в шельфовых районах северных и восточных морей России, в Восточной Сибири и других малоизученных регионах и увеличение объемов проходки при бурении в Западной Сибири. Так же не стоит забывать о республике Татарстан, республике Удмуртия, Самарской и Оренбургской областях.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ ПРИ БУРЕНИИ НА ОСНОВАНИИ РАССМОТРЕНИЯ АНАЛИЗА РИСКОВ СКВАЖИН СОСНОВСКОГО И НИКОЛЬСКО- СПИРИДОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

¹А.С. Петрушин, ²П.А.Гаранин

*¹ООО «СамараНИПИнефть», ²СамГТУ,
Самара, Россия*

Нефтяные и газовые компании ежегодно тратят огромные деньги на бурение скважин для добычи углеводородов, но не все эти средства используются эффективно, часть этих денег уходит на потери, которые сопряжены с осложнениями и авариями, простоями оборудования, а также потерей времени для решения возникших проблем.

Перед тем, как давать рекомендации к усовершенствованию нынешней методики оценки рисков, необходимо озвучить основные задачи процесса анализа рисков. Для контроля над рисками требуется спрогнозировать вероятность их возникновения, определить допустимость спрогнозированных рисков, а затем обеспечить такие условия бурения на интервалах этих рисков, при которых этот процесс

будет протекать с минимальными затратами, таким образом оптимизируя экономическую скорость бурения.

С этими задачами сегодняшняя методика оценки рисков в той или иной степени справляется, однако при анализе рисков мы сталкиваемся с определенными проблемами. Это ограниченный доступ к информации о ранее пробуренных скважинах, некорректная исходная информация, как следствие того, что допущенные на производстве ошибки умышленно не фиксируются или искажаются, и, конечно же недостаточное количество специалистов в сфере анализа рисков. Возьмем для примера несколько пробуренных скважин и сравним их плановый срок бурения и фактический (рис.1). Мы видим случаи превышения фактического срока над плановым на 30%, 100%, а есть и вовсе в несколько раз. И таких примеров можно привести достаточно. В среднем, на 10-20% план по бурению скважин превышает и это является прямой причиной совершенствования текущей методики оценки рисков.



Рис. 1. Графики бурения скважин Никольско-Спиридоновского и Кулешовского месторождений

В данной статье остановимся подробно на процессе бурения двух скважин, во время которого возникли непредвиденные осложнения, вследствие некорректного проведенного анализа рисков.

Рассмотрим эти осложнения, которые возникли при бурении скважины №752 Сосновского месторождения. Это эксплуатационная горизонтальная с наклонно-направленным стволом скважина, с глубиной по вертикали горизонтального ствола 2400 метров, пилотного ствола – 2349 метров, а по стволу глубиной, соответственно – 2835 метров и 2465 метров. Бурение велось буровой установкой БУ 2900 с электрическим приводом турбинно-роторным способом.

Процесс бурения данной скважины под направление, кондуктор и промежуточную колонну проходил без непредусмотренных проектом осложнений, пока в Турнейском ярусе на глубине 1690 метров не вскрылась зона поглощения с интенсивностью 70 кубометров в час, в дальнейшем на глубине 1752 метров в Фаменском ярусе произошла полная потеря циркуляции. В Верхне-Франском подъярусе при бурении на глубине 2047 метров была вскрыта зона поглощения с интенсивностью 26 кубометров в час, при этом время, затраченное на ликвидацию непредвиденных осложнений, составило 62 суток (рис.2). В ходе устранения описанных поглощений использовались почти

все методы: снижение ЭЦП, кольматация, намыв наполнителя, установка цементного моста, смена КНБК на роторную с максимальным диаметром промывочных отверстий на долоте. В итоге был установлен профильный перекрыватель

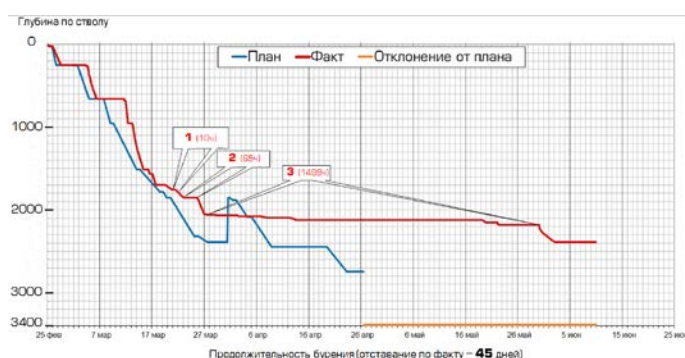


Рис.2. График бурения скважины №752 Сосновского месторождения

Некорректный анализ рисков произошел в связи с тем, что в ГТН не были указаны соответствующие зоны поглощения в Турнейском, Фаменском, Верхне-Франском подъярuse, из-за чего проектные технологические решения не подразумевали описанные выше зоны осложнений. Пробуренные ранее в этом районе скважины осложнений в указанных выше интервалах не встретили, но при этом использовали другую систему буровых растворов и типы долот.

Вторая рассматриваемая скважина, скважина №133 Никольско-Спиридоновского месторождения, так же, как и вышеописанная, встретила непредусмотренные проектом интервалы бурения. Это эксплуатационная горизонтальная скважина с наклонно-направленным стволом, с глубиной по вертикали горизонтального ствола 2920 метров, пилотного ствола — 2970 метров, а по стволу глубиной, соответственно — 3504 метров и 3325 метров. В качестве буровой установки выбрана БУ-3200/200 ДГУ.

Бурение сопровождали нефтегазопроявления, прихваты инструмента, обвалы, поглощения промывочной жидкости, повреждения или полный слом бурового оборудования. На ликвидацию этих осложнений ушло 45 суток, а продолжительность бурения по факту превысило плановое на 24 дня (рис.3).

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

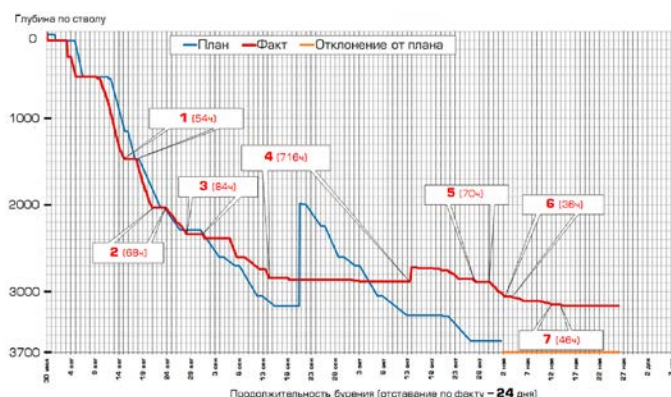


Рис. 3. График бурения скважины №133 Никольско-Спиридоновского месторождения

В описанном случае анализ рисков проводился на основании данных о бурении скважин, у которых азимут бурения колеблется от 279 градусов до 350 и где не было встречено осложнений на указанных выше интервалах, в то время как у рассматриваемой скважины азимут составил 161 градус.

Из рассмотренных в докладе скважин, можно сделать следующие выводы: представленные данные устарели, их недостаточно, РД необходимо менять, применять современные технологии моделирования на 3D системах, вести оперативный контроль и сбор информации 24 часа, сформировать менеджмент-команды, которые будут принимать решения в реальном времени. Также необходимо привлечь больше специалистов к сфере анализа рисков при бурении.

При проектировании объекта бурения необходимо учитывать параметры бурения анализируемых скважин, а именно, применяемых на определенных интервалах систем растворов, типа долот, режима бурения, также существует необходимость геомоделирования механических процессов с учетом азимутального направления скважин. К примеру, опыт геомоделирования был у Уфимского бурового сервиса, который проанализировал куст скважин, бурящихся в разных азимутальных направлениях, установив такую траекторию бурения, при которой была самая эффективная коммерческая скорость, а позже эти данные использовались для оценки рисков на проектирующихся в этом районе скважин. Также необходимо накапливать базу данных пробуренных скважин, при этом сортируя их по группам выявленных параметров.

Основным результатом управления рисками является своевременное принятие решений, которые не исправляют провалы в процессе работы, а предотвращают их. Нефтегазодобывающая отрасль стремится к увеличению рентабельности и производительности. Сокращение экономических расходов и технологических потерь являются ключевой задачей для всех компаний,

работающих в этой отрасли. Улучшение эффективности бурения путем управления рисками – одна из главных частей для достижения этой

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ernst & Young [режим доступа] www.ey.com.
2. Schlumberger [режим доступа] www.slb.com.
3. *Ахметов М.Ф.* Вероятностный подход к оценке рисков в бурении. «Инженерная практика», выпуск №10-2014.
4. ГОСТ 27.310-95, Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения. Действует с 01.01.1997.
5. Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", приказ № 144 от 11.04.2016.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СБОРКИ БЕЗУПОРНОГО КОНИЧЕСКОГО РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТИПА BUTTRESS

¹*П.Н.Букин, ¹В.Л.Папировский, ¹Д.Н. Полячек, ²Баладжи
Шринивасан*

¹*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

²*W.J.Towell&co, Султанат Оман*

В настоящее время в нефтяной и газовой промышленности для соединения обсадных труб широко применяются резьбовые конические соединения. Проблема герметичности и прочности резьбовых соединений весьма актуальна, так как она напрямую связана с безаварийным строительством скважины, а также долговечностью и безопасностью эксплуатации.

Правильность сборки резьбового соединения обеспечивает наибольшую несущую способность и герметичность соединения. В настоящее время нет единого мнения о критериях, определяющих оптимальное качество соединения. Ряд специалистов определяющим оптимальность сборки соединения принимают величину крутящего момента при свинчивании.

Другие специалисты в основу правильности сборки принимают величину осевого натяга в резьбе.

Процесс сборки обсадной колонны на промысле не позволяет абсолютно точно и правильно свинчивать соединение ориентируясь на крутящий момент или треугольное клеймо, так как треугольное

клеймо, расположенное на ниппельном конце на всех трубах, наносится на одинаковом расстоянии от торца, исходя из номинальных величин натягов ниппеля и муфты, и не учитывает допусков на изготовление резьбы (фактических натягов), а крутящий момент зависит от множества факторов таких как геометрические параметры резьбы; – материал покрытия поверхности резьбы; – тип резьбовой смазки; – группа прочности и размер труб; – уплотнительные кольца в муфте; – условие окружающей среды и т.д.

Нами было принято решение проанализировать взаимосвязь осевого натяга в соединении при его сборке с моментом свинчивания данного соединения.

Для решения данной проблемы смоделирован процесс сборки безупорного конического резьбового соединения обсадных труб с различным натягом для всех существующих групп прочности. Для модели использовалось резьбовое соединение типа Buttress для труб диаметром $D=168,28$ мм и толщиной стенки $t=8,94$ мм различных групп прочности, так как такой типоразмер труб может применяться в качестве эксплуатационных и промежуточных колонн для крепления скважин. (Рис 1.)

Модель резьбового соединения Buttress была построена в программе Ansys.

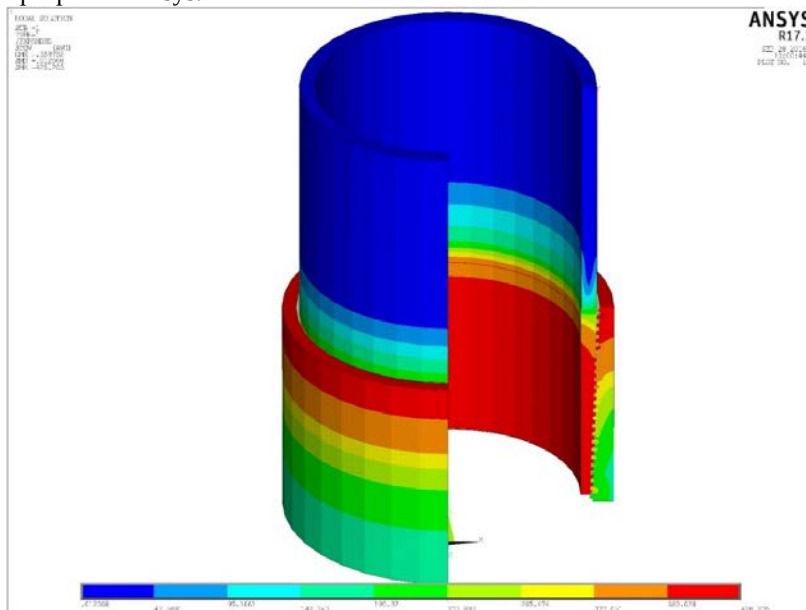


Рис. 1 Модель резьбового соединения, используемая в расчёте

В связи с симметричностью соединения, моделируется половина муфты с ввёрнутым в нее ниппельным концом трубы.

Инженерная аналитическая система ANSYS для решения таких осесимметричных задач позволяет моделировать только правую половину продольного сечения соединения (Рис. 2)

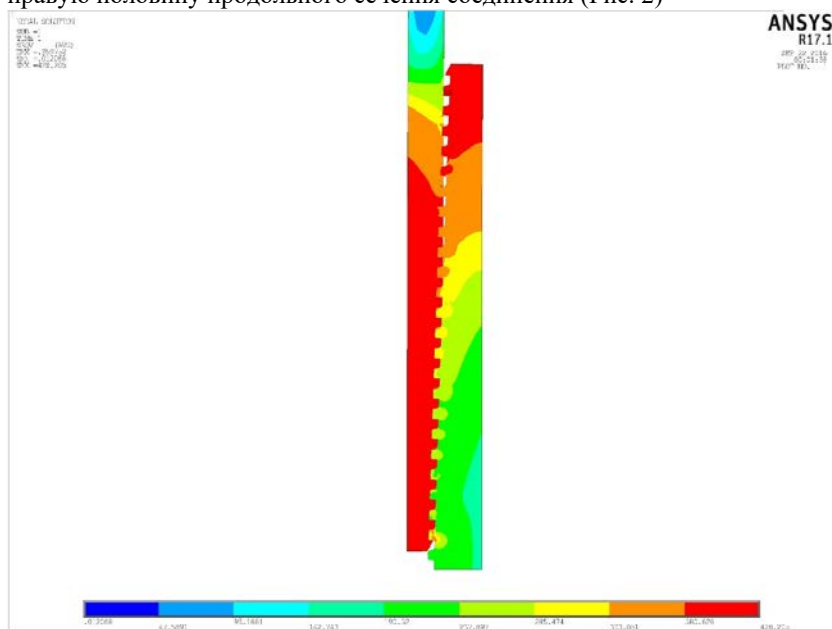


Рис. 2 Продольное сечение правой части соединения.

Цветом изображены значения эквивалентных напряжений в соединении (красный цвет – максимум; синий цвет – минимум).

Исследование выполнялось следующим образом: моделировалось соединение с нулевым натягом (свёрнутое от руки), затем выполнялся заворот на 0,5 (2,54мм) оборота и выполнялось решение; завернув соединение на один оборот (5,08мм), выполняем следующее решение. Таким образом выполняем ряд расчётов через 0,5 оборота до 3 оборотов (осевой натяг 15,24мм). В результате расчёта получаем силы взаимодействия (сжатия) между ниппелем и муфтой. Сила трения при свинчивании определится путём умножения силы взаимодействия на коэффициент трения, а момент свинчивания – умножением силы трения на плечо (средний радиус резьбы)

$$F_{\text{тр.}} = F_{\text{вз.}} \times k$$

$$M = F_{\text{тр.}} \times r$$

Где $F_{\text{вз.}}$ - сила взаимодействия, k - коэффициент трения (0,08), r - средний радиус резьбы обсадной трубы; $F_{\text{тр.}}$ -сила трения.

Полученные результаты, представлены на графике. (Рис. 3)

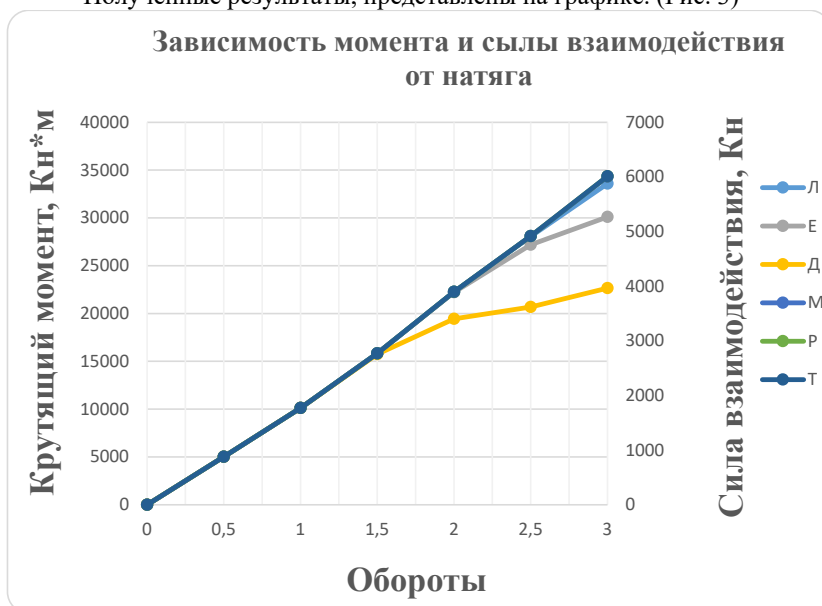


Рис.3 График зависимости момента и силы взаимодействия от натяга.

Из графиков зависимости момента от величины натяга видно, что для групп прочности Л, М, Р, Т имеется линейная зависимость. Отсюда можно сделать вывод, что можно отследить натяг зная величину момента, а для группы прочности Д в интервале 1,5 -3 оборота затруднительно установить величину натяга по крутящему моменту т. к. в этом случае ниппельная часть соединения сжата до состояния пластической деформации металла и дальнейшее деформирование почти не сопровождается повышением сопротивления скручиванию. Это хорошо видно из рис.2, где красная зона свидетельствует о превышении предела текучести, что приводит к пластической деформации.

Кроме того, несовпадение осей свинчиваемых труб и изменение свойств смазочных материалов также изменяют крутящий момент при свинчивании, чем ещё больше затрудняют определение величины натяга по значению момента свинчивания.

В дальнейшем планируется построить модель с осевой нагрузкой для различных диаметров и толщин стенок обсадных труб и разработать рекомендации по правильной сборке резьбового соединения на промысле.

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСКРЫТИЯ
ТРЕЩИНЫ В ПРОЦЕССЕ УПРОЧНЕНИЯ СТВОЛА
СКВАЖИНЫ**

А.В.Липатов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
lipach@yandex.ru*

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены результаты анализа скважинных напряжений в процессе упрочнения ствола скважины методом конечных элементов. Также разработана математическая модель раскрытия трещины, которая позволяет оценить ее геометрию и подобрать оптимальный фракционный состав кольматанта для ее закупорки.

Ключевые слова: буровой раствор, потеря циркуляции, обвалы, упрочнение ствола скважины, трещинообразование

ABSTRACT

This paper presents the results of borehole stress analysis in the process of strengthening of the wellbore by finite element method. Also developed a mathematical model of the crack opening, which allows appreciate its geometry and to select the optimal fractional composition of the bridging agent for it blockage.

Keywords: drilling fluid, lost circulation, caving, borehole strengthening, fracturing, bridging agent.

Как показывает практика, почти на всех бурящихся скважинах присутствуют осложнения, связанные с поглощениями бурового раствора и неустойчивостью стенок скважины на различных интервалах бурения, причем затраты времени на их устранение могут достигать до нескольких десятков суток и более, что неминуемо приводит к увеличению сроков строительства и стоимости самой скважины.

Для обеспечения устойчивого состояния ствола скважины подбирают плотность бурового раствора исходя из возможного диапазона, в пределах которого не происходит повреждения горной породы. Причём, при приближении забойного давления бурового

раствора к поровому давлению в скважине, наблюдается деформация ствола, т.е. вывалы горной породы (вдоль минимальных горизонтальных напряжений), а дальнейшее снижение плотности приводит к обрушению стенок скважины и возникновению прихватов бурового инструмента. Увеличение плотности бурового раствора приводит к переходу кольцевых напряжений из сжимающих в растягивающие, что способствует раскрытию трещин вдоль максимальных горизонтальных напряжений и проникновению бурового раствора в пласт. Кроме того, дальнейшее увеличение удельного веса промывочной жидкости может привести к гидравлическому разрыву пласта и невозможности дальнейшего углубления скважины без перекрытия данного интервала. Таким образом, изменение плотности промывочной жидкости по мере углубления скважины позволяет поддерживать ее устойчивое состояние, но при совместимости интервалов, т.е. плотность бурового раствора может быть слишком высокой для работы на меньших глубинах и слишком низкой для работы на больших глубинах, поэтому каждая секция скважины проектируется таким образом, чтобы закрепить породу со слишком слабым градиентом давления гидроразрыва и выдержать ожидаемое давление в процессе бурения и в случае нефтегазодопроявления и именно в этих зонах возможно возникновение поглощений при превышении минимального горизонтального напряжения [1] (Рис. 1).

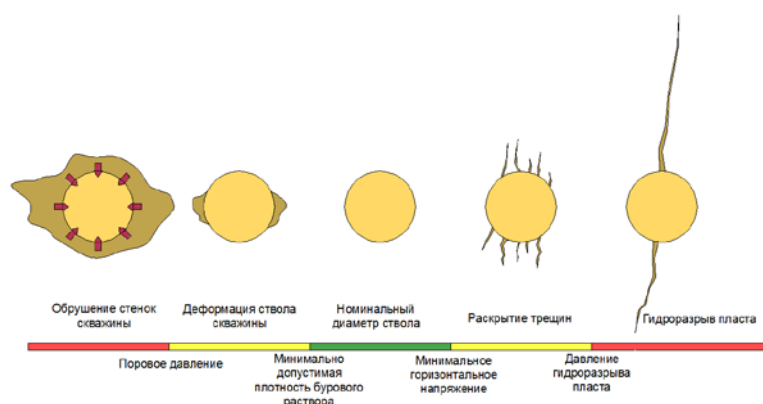


Рис. 1. Образование трещин и обвалов стенок скважины

С помощью программного комплекса ABAQUS, использующий метод конечных элементов, был поставлен численный эксперимент по определению распределения напряжений в околоскважинной зоне. Предполагалось, что скважина имеет идеальную форму и симметрию, поэтому для анализа использовалась только ее четверть. К границам модели были приложены максимальные и минимальные горизонтальные

напряжения, трещина была расположена по оси x с заданной длиной, а тангенциальные напряжения измерялись по часовой стрелке от 0° до 90° .

В результате взаимодействия приложенных нагрузок изменялось напряженное состояние при различном расположении пробки в трещине. Синим цветом обозначается большее сжатие элементов, а красным – растяжение (Рис.2).

Для сравнения изменения напряжений были рассмотрены различные варианты расположения пробки в трещине от стенки скважины: 15 мм, 30 мм, 45 мм, 60 мм и 75 мм (Рис. 3). Давление в трещине до установленной пробки принималось эквивалентно давлению в скважине, а после пробки - равному поровому. Отметим, что в данной модели использовалась идеальная жесткая непроницаемая пробка в трещине.

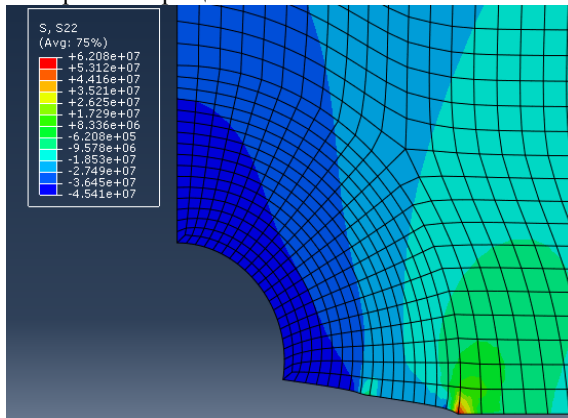


Рис. 2. Распределение кольцевых напряжений

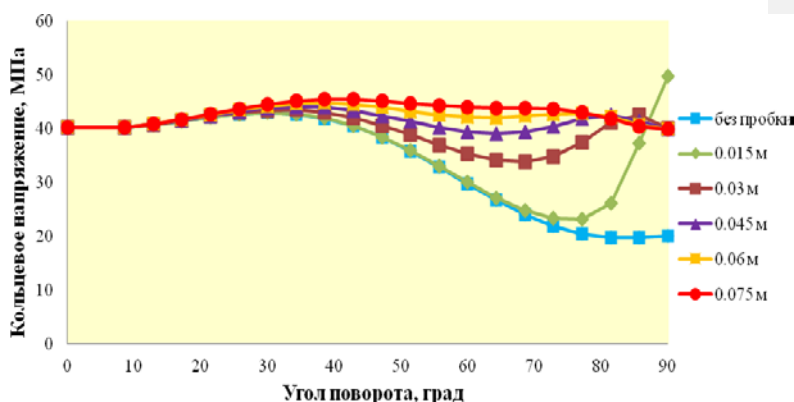


Рис. 3. График распределения кольцевых напряжений

Данный эксперимент показал, что кольцевые напряжения повышаются после создания трещины и при увеличении дальности установки пробки, а увеличение раскрытия трещины приводит к уменьшению растягивающих напряжений на конце трещины, что приводит к более сложному ее распространению.

Отметим, что при образовании пробки у устья трещины (0,015 м) возникает резкое увеличение сжимающих напряжений в области от 80° до 90°, это связано с тем, что данная пробка является концентратором напряжений, но они имеют локальный характер, а на остальном интервале практически не отличаются от возникающих при простом раскрытии трещины.

Для определения геометрии трещины в процессе упрочнения ствола скважины была разработана математическая модель раскрытия трещины. За её основу было принято уравнение Снеддона для раскрытия трещин в условиях плоской деформации [2].

$$w(x) = \frac{4p_0}{E'} \sqrt{x_f^2 - x^2} \quad (1) \text{ где } w(x) -$$

ширина раскрытия трещины, м; x – расстояние от центра трещины, м; x_f – полудлина трещины, м; E' – модуль плоской деформации, Па; p_0 – давление внутри трещины, Па.

Применив формулу (1) к скважинным условиям, получим следующую зависимость:

$$w(x) = \frac{4(1-\nu^2)}{E} (P_w - S_h) \sqrt{(x_f + R)^2 - x^2} \quad (2) \text{ стороны}$$

трещины изнутри. Имеются точные математические решения для задачи о трещине с поддерживаемом внутри нее давлением в состоянии плоской

деформации. В частности, известно, что линейная трещина с давлением внутри имеет эллиптическое распределение ширины [Sneddon, 1973]:

где P_w – забойное давление в скважине; S_h – минимальное горизонтальное напряжение, стремящееся сомкнуть трещину; x_f – длина трещины от стенки скважины до конца трещины; R – радиус скважины; x – расстояние от центра скважины (Рис. 4).

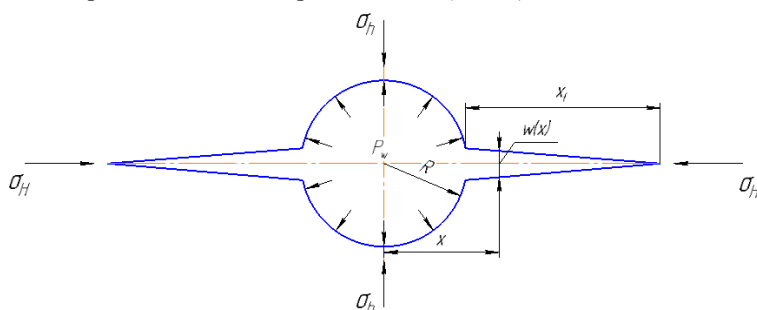


Рис. 4. Схематическое изображение двухмерной трещины в скважине

Также, предполагалось, что длина трещины меньше ее высоты, поэтому расчёт полудлины трещины производится по уравнению Геертсма и де Клерка (Кристианович и Желтов) [3,4]:

$$x_f = 0,539 \cdot \left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} \cdot t^{2/3} \quad (3) \text{ где } x_f -$$

полудлина трещины, м; q_i – темп нагнетания жидкости в трещину, м³/с; μ – вязкость жидкости, сП; E' – модуль плоской деформации, Па; h_f – высота трещины, м; t – время закачки жидкости в трещину, с.

Минимальное горизонтальное напряжение, оказывающее противодействие давлению в трещине, рассчитывается по формуле Итона [5]:

$$S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - P_p) + P_p \quad (4) \text{ где } \nu -$$

коэффициент Пуассона; S_v – главное вертикальное напряжение, Па; P_p – поровое давление в пласте, Па.

Также для определения минимально горизонтального напряжения возможно использование данных ГРП. Однако более точным методом определения S_h является прямой метод измерения давления в процессе проведения длительного теста на разрыв при бурении (Рисунок 5).

Данный метод заключается в следующем: после того как обсадная колонна спущена и зацементирована бурится короткий интервал (3-6 м) и при закрытом затрубном пространстве нагнетается буровой раствор с помощью цементируемых агрегатов с постоянным расходом жидкости. На устье фиксируется давление в линии манифольда через короткие промежутки времени и уровень закаченного раствора. По графику закачки определяется давление в точке №1, где наблюдается явное отклонение от линейного повышения давления, которое эквивалентно минимальному горизонтальному напряжению (без учета гидростатического давления) [6].

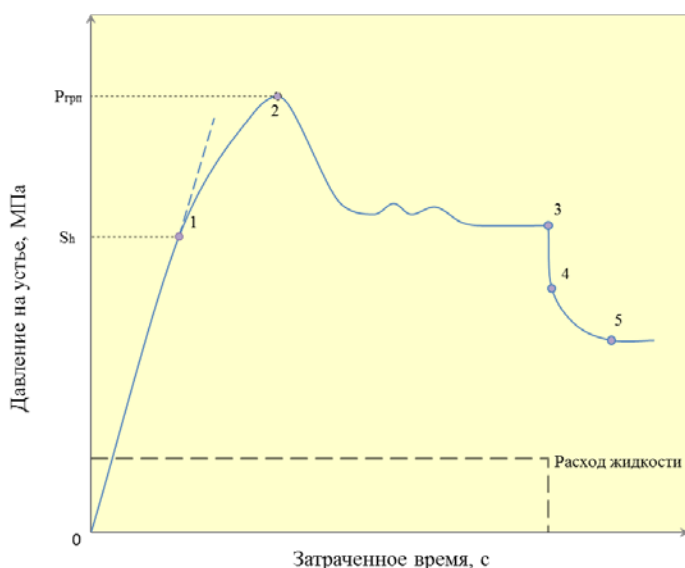


Рис. 5. – Схематическое отображение метода определения минимального горизонтального напряжения и давления гидроразрыва пород

Далее регистрируется пиковое давление в точке №2, которое равняется давлению гидроразрыва пласта, т.к. трещина начинает распространяться и течение бурового раствора в трещину становится быстрее, чем подача насоса, следовательно, отмечается падение давления. Если продолжить закачку жидкости с постоянным расходом, то давление падает до постоянной величины в точке №3, которое называется давлением распространения трещины и, как правило, оно очень близко по значению с давлением раскрытия трещины (точка №1). В результате данного соответствия на практике, зачастую, проводят данный опыт только до

регистрации давления в точке №1, а не полный тест на разрыв с достижением давления гидроразрыва пласта. После прекращения жидкости в скважину регистрируется мгновенное давление насосов в точке №4 и давление закрытия трещины в точке №5.

В результате проведения данных исследований были сделаны следующие выводы:

- При более удаленном расположении расклинивающего агента в трещине от стенки скважины кольцевые напряжения повышаются, а также уменьшаются растягивающие напряжения на конце трещины, что приводит к более сложному ее распространению.

- Разработанная математическая модель позволяет определить расчётную ширину трещины на заданном удалении от стенки скважины.

- Определен и описан необходимый набор входных параметров для применения в математической модели расчёта прогнозируемой трещины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Липатов А.В., Ибятуллин И.М., Живаева В.В.*: Подбор кольматанта и способа его закачки для упрочнения стенок скважины методом повышения кольцевых напряжений, *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 2016, № 3, С. 28-31.
2. *Sneddon, I. N.*: Integral Transform Methods, Chapter in *Mechanics of Fracture I—Methods of Analysis and Solutions of Crack Problems*, G. C Sih (Ed.), Norhoff International, Leyden.
3. *Khristianovitch, S. A. and Zheltov, Y. P.*: Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids, *Proc., World Pet. Cong.*, Rome 2, 579-586.
4. *Geertsma, J. and de Klerk, F.*: A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures, *JPT* (December) 1571-1581.
5. *Eaton, B. A.*: Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations, *Journal of Petroleum Technology*, 246, 1353–1360.
6. *Zoback M. D.*: *Reservoir Geomechanics*, Cambridge University Press, 2010, 210-213.

РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ ОТВЕРЖДАЕМЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.В.Липатов, В.В. Живаева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

АННОТАЦИЯ

Данная работа направлена на разработку отверждаемых вязкоупругих составов на основе полимерных буровых растворов для предотвращения вымывания кольматанта из трещин в ствол скважины и повышения качества кольматации.

Ключевые слова: буровой раствор, потеря циркуляции, отверждаемый вязкоупругий состав, кольматант, трещина, полиакриламид.

ABSTRACT

This work focused on the development of the curable viscoelastic compositions based on the polymer drilling fluids to prevent washing-out bridging agent from cracks in the wellbore and improve of the colmatation quality.

Keywords: drilling fluid, lost circulation, curable viscoelastic composition, bridging agent, fracture, polyacrylamide.

Одним из основных факторов, оказывающих влияние на эффективность устранения поглощений бурового раствора, является создание прочной, и малопроницаемой пробки в трещине [3]. Однако в процессе закачки кольматанта в трещины и проведения СПО зачастую возникают случаи, при которых происходит вымывание и выпадение кольматанта в ствол скважины. Таким образом, ухудшается качество кольматации, увеличивается время на ликвидацию поглощения бурового раствора и, соответственно, увеличиваются затраты на строительство скважины.

Для повышения качества кольматирования поглощающего интервала были разработаны рецептуры вязкоупругих составов на основе полимерных реагентов, обладающие высокой вязкостью и возможностью отверждения при добавлении отвердителя.

Основным критерием, выступавшим при разработке данных композиций, была возможность регулирования сроков схватывания ВУС и возможность его прокачивания в зону поглощения с последующим отверждением в трещине.

В представленной работе были рассмотрены различные композиции полимерного бурового раствора на основе ксантановой смолы и ПАА. Рецептура данных буровых растворов представлена в таблице 1. Вязкоупругий состав был приготовлен путем увеличения концентрации полиакриламида и повышения вязкости рассматриваемого бурового раствора. В роли отвердителя применялся технический раствор хлорид хрома (Рис. 1). Время отверждения регистрировалось резким увеличением угла закручивания нити на ротационном вискозиметре фирмы FANN (Рис. 2).

Таблица 1 – Параметры буровых растворов №1 и №2

Параметр	Раствор №1	Раствор №2
Плотность, г/см ³	1,12	1,12
Условная вязкость (API) сек/кварта	75	84
рН	10	10
PV, сП	26	28
ДНС, Па	8,6	12
СНС (10 сек), Па	2,4	2,9
СНС (10 мин), Па	3,4	4,3
Фильтрация, мл/30 мин	6,6	6,4
Корка, мм	1	1



Рис.1. Фотография раствора хлорида хрома



Рис. 2. Фотография ротационного вискозиметра

Были отработаны композиции бурового раствора №1 и №2 с концентрацией полиакриламида 0,2 и 0,4 %, с введением CrCl_3 от 20 до 100 частей и фиксированием времени отверждения. В качестве коьматанта выступал разнофракционный карбонат кальция (CaCO_3). В результате добавления соли трехвалентного металла в полимерный состав был образован прочный и упругий гель, который способен удерживать коьматант в трещине и препятствовать его выпадению в ствол скважины, тем самым увеличивая вероятность повышения качества коьматации проблемной зоны (Рис.3).



Рис. 3 – Фотография отвержденного ВУС с колюматантом

Результаты лабораторных испытаний представлены в таблице 2. По данным исследования было получено, что при 0,4% концентрации полиакриламида и количестве хлорид хрома, превышающего 50 частей от концентрации полиакриламида реакция отверждения наступает в течение 6 мин. В составе с 0,2% концентрацией полиакриламида минимальное время отверждения составило 18 мин при добавлении 100 частей хлорид хрома. Уменьшая концентрацию отвердителя, можно добиться большего запаса по времени до полного схватывания состава.

Таким образом, изменяя содержание полиакриламида и хлорид хрома, возможно подобрать оптимальное время отверждения, которое бы позволяло прокачать колюматационную пачку в составе отверждаемого ВУС в заданный поглощающий интервал скважины.

Таблица 2 – Результаты отверждения вязкоупругих составов

Концентрация ПАА, %	Количество ПАА, частей	Количество отвердителя (CrCl ₃), частей	Время отверждения, ч
0,2	100	100	0,3
0,2	100	70	3,5
0,2	100	60	8
0,2	100	50	16
0,4	100	70	0,01
0,4	100	50	0,1
0,4	100	30	3
0,4	100	20	8

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Либаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А.*: Теории подбора фракционного состава кольматанта, Специализированный журнал «Бурение и нефть», выпуск №6, июнь 2011.
2. *Липатов, А. В., Ибятуллин, И. М.*: Анализ фактически пробуренных скважин и подбор оптимального бурового раствора для вскрытия нестабильных отложений, Межотраслевой институт «Наука и образование» Ежемесячный научный журнал, № 6, 2014, С. 104-107
3. *Липатов А.В., Ибятуллин И.М., Живаева В.В.*: Подбор кольматанта и способа его закачки для упрочнения стенок скважины методом повышения кольцевых напряжений, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2016, № 3, С. 28-31.

**СОВРЕМЕННЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС,
ПРИМЕНЯЕМЫЙ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СОТРУДНИКОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ.**

*¹В.В.Живаева, ²Геворг Маргаров, ¹Г.С.Мозговой
¹К.А.Правдина*

*¹Самарский государственный технический университет,
г.Самара, Россия*

*²Национальный политехнический университет Армении,
г.Ереван, Армения*

Большое количество компаний на сегодняшний день уделяет повышенное внимание обучению персонала. Это связано с тем, что для работы в современной конъюнктуре рынка предъявляются высокие требования к компетенциям персонала, их навыкам и знаниям. Те навыки и знания, которыми обладают сотрудники компании сегодня могут стать неактуальными уже завтра. Очень важно осознавать тот факт, что конъюнктура функционирования компании (как извне – экономическая политика государства, конкуренты, так и внутри – реструктуризация, технологические изменения) быстро изменяется, что вынуждает большинство компаний подготавливать персонал к этим изменениям.

Жизнедеятельность нефтяных компаний, а особенно головных офисов основана на частом проведении различных мероприятий, деятельность которых заключается в представлении и защите текущих и перспективных проектов, объёмов выполненных работ, предоставлении отчетности. Программный комплекс Prezi позволит разгрузить и сделать работу красочней и разнообразней.

Программный комплекс Prezi – это современный инструмент, который:

- позволяет представить любую информацию в логической последовательности;
- позволяет создавать мультимедийные интерактивные презентации с нелинейной структурой;
- доступен для пользователя с любым уровнем знаний и навыков;
- веб-сервис и созданные с помощью него презентации доступны на любом ПК, мобильном устройстве или планшете вне зависимости от программного обеспечения.

Веб-сервис Prezi.com предоставляет большое разнообразие возможностей для визуализации презентаций, с помощью

видеофайлов, графики и другое. Сервис Prezi.com основывается на технологии масштабирования (удаления и приближения фрагментов). Если фрагментов). Если сравнить «классическую» презентацию, выполненную в выполненную в Microsoft PowerPoint или OpenOffice Impress, где презентация поделена на слайды и осуществляется переход от одного к другому, то в Prezi преимущественно эффекты связаны с увеличением определенных фрагментов на одном слайде.

Данный веб-сервис, предназначен для обучения большому разнообразию знаний и навыков с использованием ПК. Это необходимо чтобы обеспечить приобретение комплекса межличностных навыков общения и навыков решения проблем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веб-сервис <https://prezi.com/>

ВЫБОР ПРОМЫВочНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.

¹О.А.Нечаева, ¹Е.А.Камаева, ¹Р.М.Алимов, ²Тобби МакКлейн

¹Самарский государственный технический университет
г.Самара, Россия

²Fann Instrument Company,
г.Хьюстон, США

Глинистый материал является одним из самых активных компонентов буровых растворов. Это относится как к глинопорошкам, так и к глинистым породам (особенно слаболитифицированным). Глины представляют собой тонкообломочные смеси минералов, в основном кристаллического строения, которые образовались в результате физико-химического выветривания горных пород [1]. Основную часть составляют глинистые минералы. Кроме них присутствуют кварц, полевой шпат, кальцит, пирит и так далее. Наиболее важную роль, конечно, играют глинистые минералы, которые представляют собой высокодисперсные (максимальный размер глинистых частиц, по мнению геологов, не превышает 2 мкм) и относительно стабильные минеральные соединения группы водных алюмосиликатов слоистого или слоисто-ленточного строения. Высокая дисперсность, форма минералов, свойства базальных поверхностей микрокристаллов обуславливают их высокую физико-химическую активность.

Большинство глин по своему строению напоминают слюду, то есть представляют чешуйки, которые образуют пакет. Основу слоистого строения глинистых минералов составляют кремнекислородные тетраэдрические и алюмокислородногидроксильные октаэдрические сетки, неограниченно развитые в плоскости [2].

Большинство глин по своему строению напоминают слюду, то есть представляют чешуйки, которые образуют пакет. Основу слоистого строения глинистых минералов составляют кремнекислородные тетраэдрические и алюмокислородногидроксильные октаэдрические сетки, неограниченно развитые в плоскости [2]. В глинистых минералах, в отличие от большинства разновидностей кремнезема, кремнекислородный каркас отсутствует, а вместо этого кремний и кислород располагаются слоями с ионами металла, лежащими между кремнекислородными слоями. При этом тетраэдрические сетки состоят из тетраэдров, связанных между собой через вершины своих оснований.

Опираясь на положение о том, что элементарная частицы глины является супрамолекулярным соединением (соединением включения, клатратом) ее поверхность представлена пространственной гидросиликатной сеткой. Физические свойства водного кремнезема во многом зависят от количественного соотношения между кремнеземом и водой. Водный кремнезем состава $\text{SiO}_2 \cdot 300\text{H}_2\text{O}$ — легкоподвижная жидкость, при соотношении $\text{SiO}_2 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ — это уже ломкое вещество, а $\text{SiO}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ — твердое тело, измельчающееся в порошок.

Если в октаэдрическом слое ионами Al^{3+} заняты не все центры октаэдров, а лишь $2/3$ всех возможных замещений, то этот слой имеет диоктаэдрическое строение. Соединение октаэдров при таком строении происходит через два гидроксид-иона, причем каждый из них оказывается связанным с двумя ионами алюминия.

Если вместо ионов Al^{3+} в октаэдрических слоях будут находиться ионы Mg^{2+} или Fe^{2+} , то они, благодаря меньшему заряду, способны занять все возможные центры в октаэдрах, и слой будет иметь триоктаэдрическое строение.

Благодаря особенностям строения, химическому составу и дисперсности глинистые минералы обладают значительной активностью и способны взаимодействовать с компонентами буровых жидкостей (высокомолекулярными водорастворимыми соединениями и неорганическими электролитами). Если остановиться только на химической стороне, то это взаимодействие обусловлено следующими факторами:

- 1) отрицательный заряд базальных поверхностей слоистых и внутренних каналов слоисто-ленточных минералов;
- 2) ненасыщенные валентные связи на краях и ребрах кристаллов;
- 3) активные гидроксильные группы.

В результате этого на поверхности глинистых частиц могут происходить:

- ионный обмен;
- необменные реакции замещения;
- реакции присоединения.

На рис.1 представлен пример проведенного анализа шлама с глубины 1700-2200 м Кулешовского месторождения. В основном, шлам представлен глинистыми минералами, к которым обычно относят водные алюмосиликаты из класса слоистых силикатов с непрерывными слоями кремнекислородных тетраэдров и алюмокислородно-гидроксильных октаэдров. Соответственно, исходя из количественного анализа шлама считаем, что для исследования представлены глинистые минералы монтмориллонитового, каолинитового и гидрослюдаистого типов.

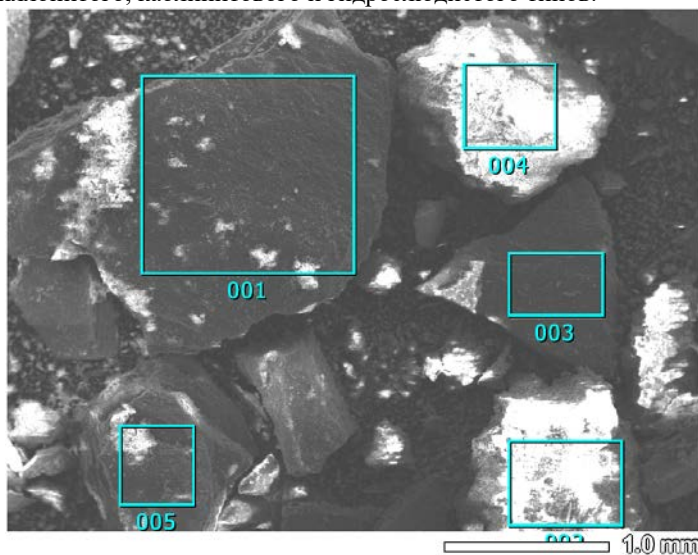


Рис.1 Микрофотография образца шлама с выделенными зонами

В ходе исследований не исключено наличие и смектитовой группы минералов, а именно многочисленные представители монтмориллонита. Эта подгруппа характеризуется развитым изоморфизмом- для монтмориллонитов – это замещение Al^{3+} на Mg^{2+} .

Характерной особенностью структуры монтмориллонита является то, что кислородная поверхность одного слоя контактирует с аналогичной кислородной поверхностью соседнего слоя, что является предпосылкой для процессов набухания, так как молекулы воды и других полярных жидкостей могут проникать между структурными слоями монтмориллонита и еще более снижать взаимодействие между ними. Размеры частиц монтмориллонита определить достаточно трудно из-за его высокой набухаемости. Особенно, если обменные катионы представлены литием или натрием. По результатам анализа шлама, обменные катионы образца (рис. 2) представлены кальцием, что несомненно будет способствовать снижению активности процессов гидратации и набухания.

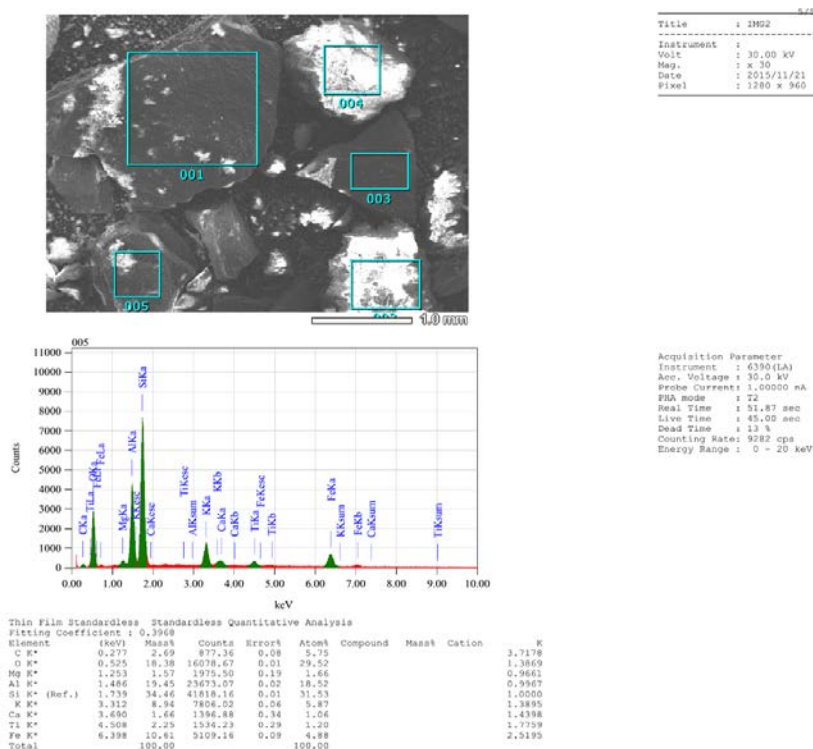


Рис. 2 Анализ шлама

Опираясь на полученные экспериментальные результаты, можем сделать вывод, что на устойчивость глинистых горных пород и их восприимчивость к действию различных реагентов значительное влияние оказывают состав глинистых отложений и содержание связанной ими воды.

Промывка скважины играет важную роль при строительстве скважины. От правильного выбора состава и свойств промывочной жидкости, своевременного управления ее параметрами, зависит успех проведения буровых работ, который заключается как в предупреждении аварийных ситуаций и геологических осложнений, так и в повышении технико-экономических показателей бурения.

На сегодняшний день накоплен большой опыт применения множества рецептов буровых растворов, отличающихся по виду дисперсионной среды и дисперсной фазы. На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» разработана композиция промывочной жидкости с конденсированной твердой фазой, в дальнейшем «ПЖКТФ».

В основе приготовления буровых растворов с конденсированной твердой фазой лежит получение труднорастворимых соединений, образующихся при смешивании нескольких электролитов.

Важнейшей функцией промывочной жидкости является удаление частиц выбуренной и обвалившейся породы из скважины на поверхность. Качество очистки скважины от шлама зависит от скорости восходящего потока и реологических параметров бурового раствора[6].

По сегодняшний день, для оценки реологических параметров буровых промывочных жидкостей, наибольшее распространение получила двухпараметрическая реологическая модель Шведова-Бингама(1):

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \gamma \quad (1)$$

где τ_0 -динамическое напряжение сдвига;
 η - пластическая вязкость;
 τ - напряжения сдвига;
 γ - скорости сдвига.

Пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига были и остаются важными критериями для описания буровых растворов. Но стоит отметить, что эта модель не всегда может достаточно точно предсказать поведение бурового раствора в реальных условиях. Более точную реологическую характеристику промывочных жидкостей обеспечивает модель Оствальда-де Вааля (2):

$$\tau = K \cdot \gamma^n \quad (2)$$

где K - показатель консистенции;
 n - показатель нелинейности.

Показатель нелинейности (n) определяет степень отклонения реологических свойств рассматриваемой жидкости от ньютоновских жидкостей в определенном интервале скоростей сдвига. Уменьшение константы n позволяет повысить выносящую способность промывочной жидкости за счет увеличения эффективной вязкости в кольцевом пространстве и выравнивания профиля скоростей, что иллюстрируется на рисунке 3.

Благодаря плоскому профилю скоростей снижается закручивающий эффект на взвешенные частицы, из-за разницы давлений в слоях жидкости, движущихся с разной скоростью [6].

Разработанная на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» композиция промывочной жидкости имеет показатель n равный 0,48, что является достаточным для обеспечения удовлетворительной очистки скважины от выбуренной породы. Основные параметры бурового раствора представлены в таблице 1.

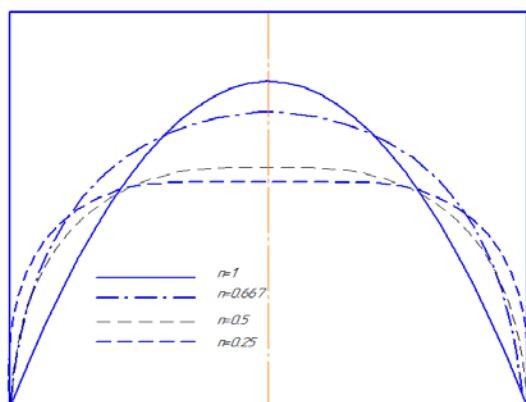


Рис. 3- Двухмерный профиль скоростей не-newтоновской жидкости при ламинарном течении, в зависимости от показателя псевдопластичности

Таблица 1

Параметры промывочной жидкости

Наименование показателя	Ед. изм.	Результат испытаний
Плотность	кг/м ³	1050-1250
Пластическая вязкость	мПа·с	29
Динамическое напряжение сдвига	дПа	211
Статическое напряжение сдвига за 10 с	дПа	34
Статическое напряжение сдвига за 10 мин	дПа	43
Пластическая вязкость при 49 °С	мПа·с	16
Динамическое напряжение сдвига при 49 °С	дПа	120
Статическое напряжение сдвига за 10 с при 49 °С	дПа	24
Статическое напряжение сдвига за 10 мин при 49 °С	дПа	34
Показатель фильтрации на фильтр-прессе	см ³	6
Водородный показатель	ед. рН	8-10

Предлагаемая композиция бурового раствора может быть применена с целью ингибирования глин, что подтверждено при проведении исследований глин Каневского горизонта, аргиллитов Девонской системы и глин смектитовой группы.

Исследование набухания глинистых пород проводилось по стандартной методике, путем измерения увеличения или уменьшения с течением времени линейных размеров реконструированного керна глинистого сланца на приборе Linear Swell Meter (Fann) (рисунок 4). Изучение процесса набухания глины проводилось в статических условиях испытываемой среды в контакте с образцом.

В качестве испытываемой среды были выбраны наиболее популярные системы промывочных буровых жидкостей, в том числе такие известные ингибирующие системы растворов, как хлоркалийевый и хлоркальциевый. Ниже представлены результаты проведенных исследований



Рис.4 - Измеритель линейного набухания – LSM

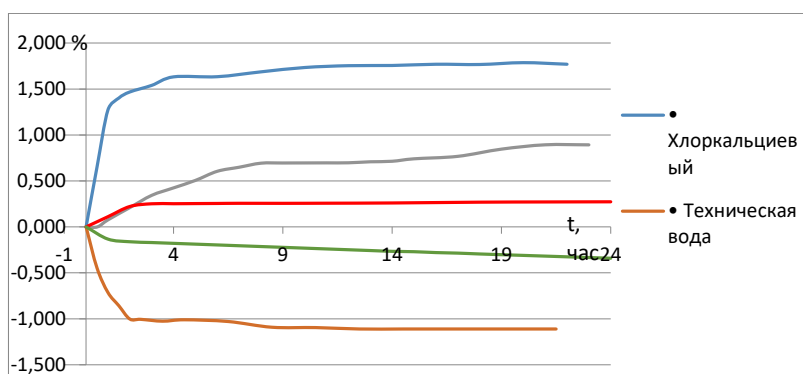


Рис. 5 - Исследование на приборе LSM набухания образца глинистого шлама Каневского горизонта



Рис. 4 Состояние глины после выдержки в растворе через 24 часа

Как видно из проведенных исследований, образцы, помещенные в «ПЖКТФ» не претерпели значительных изменений линейных размеров. Стоит отметить укрепляющее воздействие «ПЖКТФ» на образцы реконструированного керна, и образование на их поверхности водонепроницаемой пленки (рисунок 6)

Полученные результаты исследований позволяют рекомендовать данную промывочную жидкость для проводки скважин в глинисто-аргиллитовых отложениях. Так же система промывочной жидкости не чувствительна к минерализации, что позволяет ее использовать при бурении скважин в хемогенных отложениях

Данная система бурового раствора проста в приготовлении, регулировании и поддержании технологических параметров. Химические реагенты, входящие в компонентный состав рассматриваемой композиции, имеют невысокую цену и представлены на российском рынке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Grim R.E. Clay Mineralogy / R.E. Grim. – New York, 1953.
2. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981.
3. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008.

4. *Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г.* Буровые растворы для строительства скважин в глинистых породах. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012.
5. Каталог лабораторного оборудования компании Fann.
6. *Цивинский Д. Н.* Расчёт динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спуско-подъёмных операций в скважине: Учеб. пособ. / Д. Н. Цивинский. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015 -216 с
7. *Шарафутдинова Р.З.* Выбор бурового раствора для проводки скважин в глинистых горных породах//дисс.на соиск. ст.к.н.

622.24.063

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕСТАНДАРТНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ДЕФОРМАЦИОННОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

¹В.В.Живаева, ¹В.В.Наследов, ²Ахмед Авад Ясим,

*¹Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

²Oilserv company республика Ирак

Деформационно-пространственная стабильность глинистых грунтов может быть до определенной степени обеспечена за счет использования методов ограничения массопереноса по крупным порам.

Существует несколько уровней моделирования деформационно- пространственной неустойчивости глинистого грунта:

- микроструктурный уровень, на котором исследуются такие характеристики грунта как поровое пространство, взаимодействие твердой и жидкой фаз грунта, гидродинамические эффекты на микроструктурном уровне и др.;
- средний уровень, на котором в лабораторных условиях на ядрах грунтов исследуются такие их характеристики как физико-технические свойства, фильтрационная проницаемость и др.;
- уровень массивов пластов, на котором изучаются особенности

поведения глинистых пород на месторождениях.

Необходимо отметить, что деформационно-пространственная нестабильность грунтов еще мало разработана как в теоретическом, так и в прикладном плане. Это может быть связано с тем, что грунты представляют собой сложные и многообразные среды, которые в силу сложности генезиса, огромной вариативности химического и фазового состава, а также микроструктуры не могут быть описаны простыми параметрами, а должны быть охарактеризованы как сложные системы с многоуровневой иерархией.

Динамическая неустойчивость грунта - это повышение вероятности разрушения грунта при динамическом нагружении по сравнению со статическими условиями.

Разрушение – конечная фаза многоступенчатых процессов, которой предшествуют стадии возникновения дефектов грунта и их развития до критических размеров. Эффективные методы предотвращения разрушения грунтов должны опираться на управление механизмами инициации дефектов грунта.

Из анализа моделей глинистого грунта можно заключить, что полностью исключить деформационную подвижность глинистого грунта маловероятно, однако можно значительно затруднить усадочные процессы, если закупорить активные транспортные поры, которые в глине представлены не капиллярными, а более крупными порами. Дефектами глинистого грунта являются крупные активные транспортные поры, через которые осуществляется массоперенос в глинах.

В результате уплотнения (консолидации) грунта через крупные активные транспортные поры происходит удаление части внутренней воды и сокращение объема грунта, что представляет собой одно из появлений деформационно- пространственной нестабильности грунта.

На рис. 1 представлены модели глинистого грунта с крупными активными транспортными порами до и после усадки.

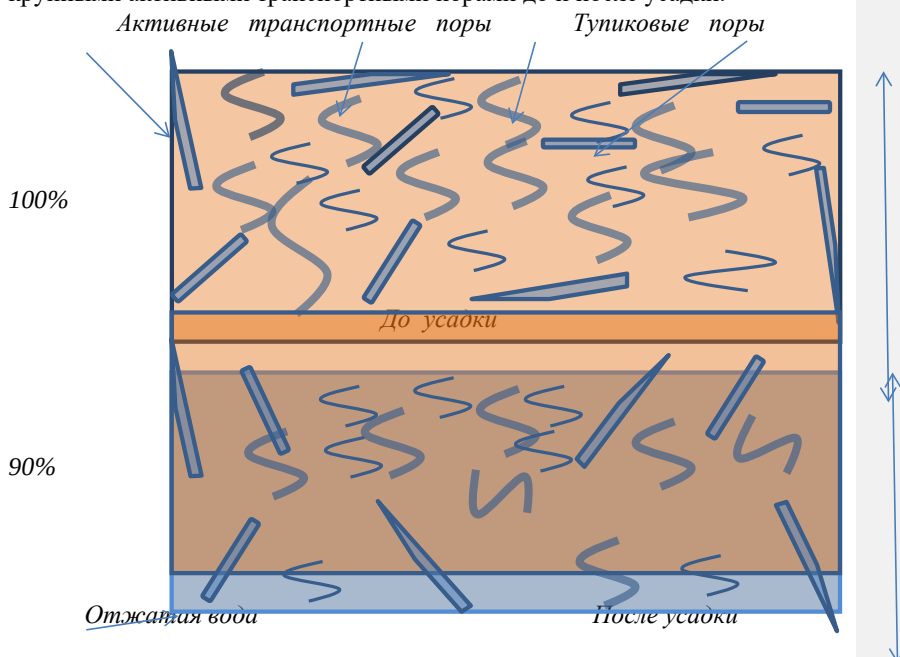


Рис 1. Модели глинистого грунта с крупными активными транспортными порами до и после усадки.

Закупорка активных транспортных пор с помощью буровых растворов, способных к образованию структуры, позволяет устранить массоперенос водной фазы по порам грунта и обеспечивает, как результат, сохранение неизменности объема грунта.

Таким образом, деформационно- пространственная стабильность глинистых грунтов может быть до определенной степени обеспечена за счет использования методов ограничения массопереноса по крупным порам.

Алгоритм концептуального подхода к описанию деформационно- пространственной неустойчивости глинистых грунтов представлен на рис. 2.



Рис. 2. Алгоритм концептуального подхода к описанию деформационно- пространственной неустойчивости глинистых грунтов

Метод оценки деформационно- пространственной неустойчивости глинистых грунтов основан на проведении виброиспытаний образцов глинистых грунтов, подверженных воздействию буровыми растворами. Оценкой деформационно- пространственной неустойчивости грунта служила способность грунта сохранять объем, и геометрические размеры.

В табл. 1 приведены характеристики испытанных грунтов. По фазовому составу грунты содержали гидроокиси кремния и алюминия, и относились к грунтам ненарушенного строения. По содержанию воды грунты были водонасыщенными.

Таблица 1

Характеристики испытанных грунтов

№ п. п.	Обозначение грунта	Характеристики грунтов		
		Плотность грунта, ρ , г/см ³	Коэффициент пористости, e	Влажность, W
1	Суглинок	1,88	0,61	0,69
2	Глина	1,8	0.58	0,84

Для проведения виброиспытаний грунтов использован вибростенд с электродвигателем.

Схема вибростенда с электродвигателем

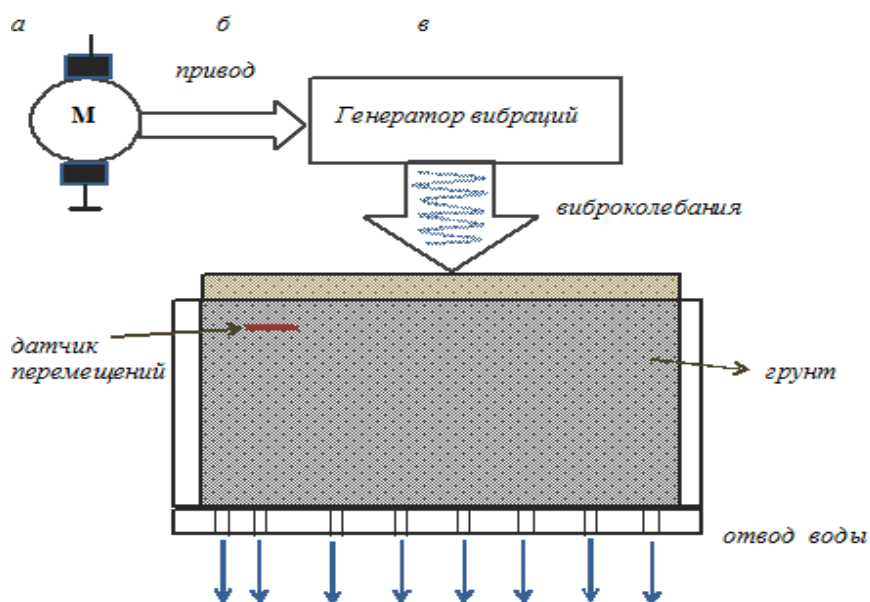


Рисунок 3. Схема лабораторной установки динамического нагружения

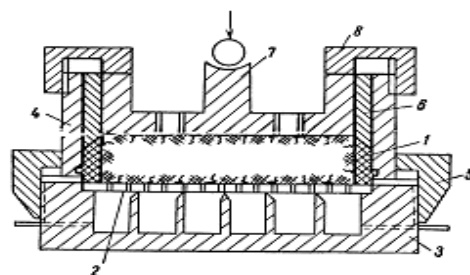


Рисунок 4. Схема одометра [110]

Перед испытанием образцы грунтов из Южной провинции Ирака (Басра) (Басра) пропитывали буровыми растворами с обозначениями 1- 2-1-2; 2-2-1-1;3 - 2-2-1 (табл. 2) и выдерживали в течение интервала формирования геля.

Таблица 2

Характеристики приготовленных буровых растворов

№ п. п.	Обозначение бурового раствора	Характеристики бурового раствора		
		Состав компонентный	Состав окисный, масс. %	Плотность, г/см ³
1	2-2-1	КЗ (300 г/дм ³) + р-р AlCl ₃ 2:1	SiO ₂ :Al ₂ O ₃ 4:1	1,22
2	2-1-1	КЗ (300 г/дм ³) + р-р AlCl ₃ 1:1	SiO ₂ :Al ₂ O ₃ 2:1	1,25
3	2-1-2	КЗ (300 г/дм ³) + р-р AlCl ₃ 1:2	SiO ₂ :Al ₂ O ₃ 1:1	1,27
4	3-1-1-1	КЗ (300 г/дм ³) + р-р AlCl ₃ 1:1 + Al ₂ (OH) ₅ Cl □ 2H ₂ O	SiO ₂ :Al ₂ O ₃ 1:2	1,3
5	4-1-1-1	КЗ (300 г/дм ³) + р-р AlCl ₃ 1:1 + Al ₂ (OH) ₅ Cl □ 2H ₂ O +ПВС	SiO ₂ :Al ₂ O ₃ 1:2	1,25

На рис. 5,6 представлены графики зависимостей влажности грунтов, подверженных действию буровых растворов, от времени при приложении динамического воздействия: частоты 10, 30 и 50 Гц

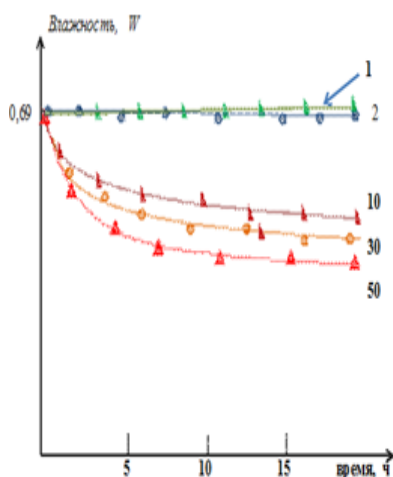


Рисунок 5. Зависимость влажности образцов суглинка, модифицированных буровыми растворами, от времени при вибрационном воздействии с частотами 10,30 и 50 Гц

Буровые растворы: 1- 2-1-2; 2- 2-1-1

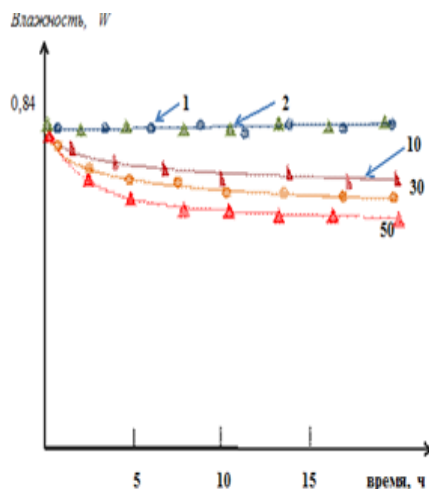


Рисунок 6. Зависимость влажности образцов глинистого грунта, модифицированных буровыми растворами, от времени при вибрационном воздействии с частотами 10,30 и 50 Гц

Буровые растворы: 1- 2-1-2; 2- 2-1-1

Как видно из рис.5 и 6, грунты, модифицированные буровыми растворами, сохраняют исходную влажность, первоначальные геометрические размеры, и, значит, обладают высокой деформационно-пространственной стабильностью.

По другим буровым растворам были получены аналогичные результаты.

Таким образом, экспериментально показано, что разработанные буровые растворы способны придавать глинистым грунтам качество высокой деформационно-пространственной стабильности.

622.24.063

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЦЕПТУР ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ИНГИБИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ НА НЕУСТОЙЧИВЫЕ СЕРЫЕ ГЛИНЫ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ВТОРЫХ СТВолоВ

В.В. Живаева, О.А. Нечаева, Е.А.Камаева, Д.Р.Камаев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Наибольшее число осложнений при первичном вскрытии связано с неустойчивостью глинистых пород. Это касается всего Волго - Уральского бассейна, месторождений Казахстана, Узбекистана. Для успешной проводки скважин в интервалах залегания набухающих глин актуален вопрос проектирования промывочных жидкостей ингибирующего действия для стабилизации стенок скважины.

С молекулярно-кинетической точки зрения устойчивость дисперсной системы объясняется балансом сил сцепления и отталкивания. Ван-дер-Ваальсовы межмолекулярные силы сцепления быстро возрастают при сближении частиц. Сближению дисперсных частиц может препятствовать также образование на поверхности частиц сольватной оболочки из молекул дисперсионной среды, образование которой обусловлено непосредственной адсорбцией молекул среды на поверхности дисперсной фазы или сольватацией третьего компонента системы. Нарушение агрегативной устойчивости ведёт к уменьшению кинетической устойчивости.

Для вскрытия глинистых пород на небольших глубинах (130-320м) авторами ранее рекомендованы малоглинистые буровые растворы на основе карбомидных водорастворимых смол, имеющих способность отверждаться в пластовых условиях, укрепляя неустойчивые интервалы. Линейка карбомидных смол представлена достаточно широко. сегодняшний день они составляют достаточно обширный ряд: МФС-1, М-48, М-60, М-70. Они имеют отвердители различного характера. Конечно, водорастворимые смолы требуют для придания раствору стабильных и фильтрационных свойств.

Наиболее эффективным в плане обеспечения устойчивости глин показал себя малоглинистый буровой раствор на основе мочевиноформальдегидной смолы (МФ-17) –Промывочный раствор

на основе МФ-17 оказывает ингибирующее и крепящее действие на глинистые породы.

Состав промывочного раствора на основе МФ-17 (% весовых):

Смола МФ-17	6-10%
Крахмал	3-5%
NaOH	1,0 – 1,5%
Бентонит	2 - 5%
Вода	до 100%

Приготовление этого раствора требует определённого порядка введения компонентов.

Плотность раствора регулируется каменной солью и бентонитом. Добавка 25% поваренной соли позволяет повысить плотность раствора до 1220 кг/м³. Введение бентонитовой глины до 3-5% дает возможность упрочнить структуру раствора, но плотность повышается всего на 0,02 кг/м³. При насыщении раствора солью физико-механические параметры мало отличаются от исходных. Оптимальное содержание смолы МФ-17 в полимерном растворе составляет 6-10%.

Для оценки ингибирующих свойств малоглинистого полимерного раствора на основе водорастворимых смол МФ необходимо провести кроме традиционных исследований буровых растворов и исследования на глиноёмкость, (содержание твердой фазы после каждого цикла промывки).

При бурении шахтных стволов с помощью РТБ, происходит многократное измельчение выбуренной породы. Поэтому возможно насыщение пластовой глиной малоглинистого полимерного раствора и измерение его свойств.

Для определения степени глиноёмкости полимерного раствора на основе МФ необходимо провести испытания неустойчивых глин с разных глубин и разного фракционного Фракционный состав глинистого материала, добавляемого в полимерный раствор: менее 1 мм, 1-3 мм, 3-6 мм

Для исследования глиноёмкости растворов отобраны образцы глинистого материала Зарафшанского месторождения (Узбекистан) с глубин – 132 м (алевролиты бурого и красно-бурового цвета, загипсованные с вкраплениями гидроокислов марганца) и 314 м (алеверитистые зеленовато-серые глины). Выбор обоснован тем, что в данных интервалах практически стопроцентное обвалообразование и осыпание глинистых пород. В буровой раствор на основе водорастворимых синтетических смол типа КФС добавлен глинистый материал с размером частиц менее 1, 1-3 и 3-6 мм.

В ходе проведения исследований выявлено, что с увеличением процента разовой добавки пластовой глины с фракцией менее 1 мм количество перешедшей в раствор глины, то есть содержание твёрдой фазы, увеличивалось и приводило к значительным изменениям параметров бурового раствора.

Ингибирующие растворы, как правило, угнетают процесс распускаемости глин, однако их диспергирование возможно за счет гидромеханического воздействия жидкости. Насыщение промывочной жидкости глинистой тонкодисперсной фракцией приводит к нежелательному повышению плотности, фильтрационных и структурных показателей. Приведенные данные указывают на необходимость снижения в процессе бурения времени пребывания выбуренной породы в жидкости. Этого можно достичь путём повышения скорости восходящего потока промывочной жидкости в заколонном пространстве скважины. В таблицах 1 и 2 приведено изменение параметров малоглинистого ингибирующего раствора в результате его взаимодействия с пластовыми глинами в течение 6 часов. (Определена глиноёмкость раствора).

Таблица 1

Глиноёмкость пресного раствора на основе синтетической водорастворимой смолы МФ-17 для глины с интервала
132м

% добавки глины	5%						10%						25%					
	ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА																	
время перемешив ания раствора с глиной	ρ, кг/м3	Т,с	В, см330 мин	СНС, дПа	М, г	Р,%	ρ, кг/м3	Т,с	В, см330	СНС, дПа	М, г	Р,%	ρ, кг/м3	Т,с	В, см330	СНСдПа	М, г	Р,%
МФ- раствор /чистый/	1080	32	5,5	2/4	-	-	1080	32	5,5	2/4	-	-	1080	32	5,5	2/4	-	-
1 час	1100	34	5,5	2/4	30	40	1100	56	5,5	17/21, 5	71	29	1180	87	5,5	29/41	193	22,8
2 часа	1120	36	5,5	1,5/2, 5	19	62	1120	80	5,5	25/39	52	48	1210	>3м	6	82/90	-	100
4 часа	1150	40	6	6/7,5	-	100	1140	98	6	37/43	48	52	1240	Не теч	6	117/134	-	100
6 часов	1200	52	6	20/31	-	100	1160	126	6	81/87	41	59	1260	Не теч	6,5	124/161	-	100

Фракция глинистого материала < 1 мм

М – масса сухого остатка глины, г

Р – количество глины, перешедшей в раствор, %

Таблица 2

Глиноёмкость пресного раствора на основе синтетической водорастворимой смолы МФ-17 для глины с интервала 314м

% добавки глины	5%						10%						25%					
	ПАРАМЕТРЫ РАСТВОРА																	
время перемешив ания раствора с глиной	ρ, кг/м³	Т,с	В, см³/30 мин	СНС, дПа	М, г	Р, %	ρ, кг/м³	Т,с	В, см³/30	СНС, дПа	М, г	Р, %	ρ, кг/м³	Т,с	В, см³/30	СНС,дПа	М, г	Р, %
МФ- раствор /чистый/	1080	32	5,5	2/4	-	-												
1 час	1080	32	5,5	2/3	32	36	1100	34	5,5	2/4	58	42	1180	40	6	17/ 22	-	-
2 часа	1100	33	5,5	2/3	27	46	1120	36	5,6	2/4	52	48	1210	42	6	21/ 28	-	-
4 часа	1120	34	5,5	2/3	17	66	1120	38	6	2/4	49	51	1210	45	6,5	34/ 41	-	-
6 часов	1150	36	6	2/3	-	100	1150	40	6	2,5/4	44	56	1240	51	6,5	53/ 64	-	-

Фракция глинистого материала < 1 мм

М – масса сухого остатка глины, г

Р – количество глины, перешедшей в раствор, %



Рис. 1 Абсолютное количество пластовой глины, перешедшей за 6 часов перемешивания в пресный раствор на основе МФ

Таким образом, выбуренная глинистая порода не участвует в структурообразовании синтетического раствора на основе водорастворимых мочевиноформальдегидных смол вследствие их сильного ингибирующего действия на глину. При необходимой концентрации смолы в растворе наблюдается максимальный эффект по капсулированию водочувствительных глин в растворе и выбуренной породы, составляющей разрез ствола скважины.

Полимерный малоглинистый буровой раствор на основе водорастворимых мочевиноформальдегидных смол может быть рекомендован для бурения скважин с неустойчивыми горными породами, а также скважин большого диаметра, поскольку указанная промывочная жидкость обладает высокими ингибирующими свойствами по отношению к глинистым неустойчивым породам.

В образовании коллоидной системы выбуренная порода не участвует, поскольку в полимерном растворе на основе МФ происходит укрупнение и коагуляция частиц глины.

Полимерный раствор на основе МФ по результатам исследования на

глиноёмкость за счёт выбуренной породы обладает высокой агрегативной устойчивостью. В процессе бурения происходит механическое накопление тонкой фракции глинистых частиц. Кинетика седиментации и осаждения твёрдой фракции глинистой породы различной степени дисперсности зависит от структуры раствора.

622.45

**ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ЦЕМЕНТНОЙ
ОБОЛОЧКИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КРЕПЛЕНИЯ
СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ**

В.В. Живаева, Е.А.Камаева, Д.Н.Цивинский

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Теоретическое обоснование методики прогнозирования ожидаемой глубины коррозионного поражения цементного камня и математическую модель в виде кинетики процесса коррозии тампонажного камня в жидкой сероводородной среде предложено несколькими авторами.

Было определено, что процесс коррозии лимитируется диффузией агрессора через пористый слой продуктов коррозии.

В процессе коррозии наблюдается два встречных потока: агрессора – с одной стороны и продуктов растворения фазы цементного камня – с другой. Эти два потока взаимно уничтожают друг друга, при этом место встречи потоков может быть, как внутри цементного камня, так и вне него, в пласте. Место встречи потоков будет определяться концентрацией агрессивного агента, реакционной емкостью цементного камня и структурных характеристик контактирующих систем.

Учет влияния пористой среды позволит повысить точность прогнозной оценки долговечности камня и более объективно подойти к выбору тампонажных составов для изоляции сероводородсодержащих пластов

Целью разработки модели является расчет времени эксплуатации того или иного тампонажного материала в случае, когда он подвержен воздействию коррозионно-активной среды, в частности, сероводорода.

Математическая модель процесса сероводородной коррозии решает задачу расчета времени эксплуатации тампонажного материала на стадии его разработки.

При разработке математической модели процесса были сделаны следующие допущения:

1. В процессе цементирования не происходит значимого поступления флюида в тампонажный раствор.

2. За момент начала коррозии и, соответственно, начала расчета ($\tau=0$) принимается вскрытие продуктивного пласта.

3. В процессе движения флюида по цементной оболочке не происходит диффузии флюида в породу.

К моменту начала поступления флюида, содержащего сероводород, в цементную оболочку поры цементного камня заполнены водным раствором химических веществ. С началом поступления флюида в оболочку формируется зона поглощения, во фронте которой молекулы сероводорода реагируют с компонентами цементного камня. В процессе реакции замкнутые поры раскрываются и образуются каналы, по которым компоненты флюида (в т. ч. сероводород) диффундируют вверх, а продукты реакции в обратном направлении. Зона поглощения характеризуется некоторой толщиной h , в которой наблюдается изменение концентрации сероводорода от средней во флюиде до нуля во фронте. В результате химической реакции сероводорода с компонентами цементного камня во фронте зоны поглощения образуются продукты реакции, диффундирующие вниз. Встречаясь с компонентами флюида, эти продукты вступают с ними во вторичные химические реакции, результатом которых являются растворимые и нерастворимые в условиях зоны поглощения вещества. Нерастворимые вещества «выпадают в осадок», т. е. образуются твердые вещества, изменяющие конфигурацию пор [120]. Как показали результаты исследований, доля свободного поперечного сечения пор изменяется при этом не более, чем на 3-5 %, а конфигурация каналов (так называемый, коэффициент извилистости), достаточно существенно. Зона поглощения с переменной скоростью перемещается вверх. Скорость перемещения зоны поглощения и ее толщина в общем случае зависят от характеристик цементного камня, концентрации сероводорода во флюиде, состава флюида, температуры разреза и перепада давления. Другими словами, момент выхода зоны поглощения на поверхность (начало проявления) зависят от технологии цементирования, технологии вскрытия – продуктивного пласта и от динамики разработки месторождения.

При выборе математической модели принимаются следующие допущения:

- изменение концентрации сероводорода (в т.ч. других компонентов флюида) до фронта зоны поглощения является непрерывной

функцией глубины скважины;

- концентрация субстанций до и после зоны поглощения постоянна во времени и в пространстве;
- скорость поступления флюида в цементную оболочку постоянна.

В соответствии с рассмотренным механизмом процесса, динамика изменения концентрации сероводорода во времени и в пространстве может быть описана двухпараметрической диффузионной моделью.

$$\frac{\partial C_A}{\partial t} = -w \frac{\partial C_A}{\partial l} + D_l \frac{\partial^2 C_A}{\partial l^2} + D_R \frac{\partial^2 C_A}{\partial R^2} + r_A, \quad (4.1)$$

где А - ключевой компонент (сероводород);

$\frac{\partial C_A}{\partial t}$ - общая скорость изменения концентрации ключевого

компонента, моль/м³·с;

W - приведенная линейная скорость флюида, м/с;

$\frac{\partial C_A}{\partial l}$ - скорость изменения концентрации ключевого компонента

по высоте цементной оболочки, моль/м³·м;

$\frac{\partial^2 C_A}{\partial l^2}$ - градиент концентрации ключевого компонента в зоне

поглощения, моль/м³·м²;

D_l - коэффициент продольной диффузии, м²/с;

$\frac{\partial^2 C_A}{\partial R^2}$ - градиент концентрации ключевого компонента по

радиусу цементной оболочки, моль/м³·с;

D_R - коэффициент радиальной диффузии, м²/с;

r_A - скорость химической реакции по ключевому реагенту, моль/м³·с;

Согласно закону действия масс, скорость химической реакции сероводорода с компонентами цементного камня описывается уравнением:

$$r_A = -K_A \cdot C^a \cdot A \quad (4.2)$$

где g_A – скорость химической реакции по ключевому реагенту, моль/м³·с

K_A – константа скорости химической реакции сероводорода с компонентами цементного камня, м³⁽ⁿ⁻¹⁾/мольⁿ⁻¹·с;

C_A – действующая концентрация сероводорода во флюиде, моль/м³;

n – порядок химической реакции по сероводороду.

Константа скорости химической реакции сероводорода с компонентами цементного камня изменяется по глубине в зависимости от температуры по уравнению Аррениуса:

$$K_A = K_0 \cdot \exp(-E/RT), \quad (4.3)$$

где E – эффективная энергия активации реакции сероводорода с компонентами цементного камня, Дж/моль;

K_0 – предэкспоненциальный множитель;

R – универсальная газовая постоянная = 8,3143 Дж/моль·град.

Приведенная линейная скорость флюида для каждого сечения по высоте цементной оболочки может быть определена по уравнению:

$$W = \frac{V_{\phi,i}}{S \cdot \tau} = K \frac{P_i - P_{i+1}}{\mu \cdot h} \quad (4.4)$$

где $V_{\phi,i}$ – объемный расход флюида в i -том сечении, м³;

S – площадь поперечного сечения цементной оболочки, м²;

τ – время, с;

P_i – давление в начале i -того сечения («тыл» зоны поглощения), Па;

P_{i+1} – давление в конце i -того сечения («фронт» зоны поглощения), Па;

K – коэффициент физической проницаемости цементного камня, м²;

h – толщина зоны поглощения, м;

μ – динамический коэффициент вязкости флюида, Па·с.

Толщина зоны поглощения равна высоте участка цементной оболочки, в которой происходит изменение концентрации сероводорода от средней во флюиде до нуля во фронте. Другими словами, на некоторой длине h происходит полное взаимодействие сероводорода с компонентами цементного камня с образованием продуктов реакции. Зона поглощения со скоростью W перемещается вверх. Момент выхода зоны поглощения на поверхность (начало проявления) является временем срока службы скважины. По этой причине толщина зоны поглощения не имеет особого значения, важна скорость ее перемещения вверх.

Коэффициент продольной диффузии D_l в описываемой модели может быть представлен коэффициентом кнудсеновской диффузии, который представляет собой отношение потока флюида на единицу площади общей поверхности пористого тела к градиенту концентрации по нормали к поверхности. Коэффициент кнудсеновской диффузии не зависит от природы компонентов, присутствующих во флюиде, он учитывает только столкновения со стенками пор при диффузном отражении:

$$D_1 \approx D_{кд} = \frac{8\theta^2}{3\xi \cdot S_{пр}} \cdot \left(\frac{2RT}{\pi \cdot M} \right)^{1/2}; \quad (4.5)$$

где $D_{кд}$ – коэффициент кнудсеновской диффузии, м²/с;
 θ – доля свободного поперечного сечения пор;
 ξ – коэффициент извилистости пор;
 $S_{пр}$ – удельная поверхность пор, определяемая по методу Брунауэра-Эммент-Теллера (БЭТ), м²/кг;
 T – температура, К;
 M – относительная молекулярная масса диффундирующего компонента, кг/моль;
 R – универсальная газовая постоянная, 8,3143 Дж/моль·град;
 π – 3,14157.

Коэффициент поперечной диффузии, D_R в пределах цементной оболочки равен коэффициенту кнудсеновской диффузии. За пределами цементного камня коэффициент поперечной диффузии необходимо вычислять по формуле (4.5) подставляя в нее характеристику породы, окружающей цементную оболочку в рассчитываемом i -том сечении. Поскольку осуществить это невозможно, вопрос с поперечной диффузией будет решен при практической проверке математической модели.

Таким образом, дифференциальное уравнение второго порядка (4.1) и уравнения (4.2-4.5) представляют собой математическую модель процесса перемещения фронта флюида, содержащего сероводород, по высоте цементной оболочки. Численно интегрируя уравнение (4.1) от момента времени $\tau = 0$ до момента выхода фронта флюида на поверхность, можно рассчитать время τ начала проявления, при условии принятых выше допущений.

Для реализации модели необходимо знание концентрации ключевых компонентов-реагентов для обработки тампонажной суспензии, концентрации сероводорода в скважине, коэффициентов проницаемости цементного камня, линейных характеристик исследуемого интервала, термобарических условий процесса, скоростей химических реакций составляющих цементного камня с сероводородом.

Таким образом, в экспериментальных условиях можно определить влияние воды затворения на цементы любой марки для длительной эксплуатации сформированного из этой суспензии тампонажного камня в агрессивной среде, в частности, в среде сероводорода.

В обратном порядке, устанавливая необходимый срок эксплуатации скважины в данных термобарических условиях, можно задаться необходимыми свойствами цементного камня и той

суспензии, из которой он сформирован.

622.224

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ, ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ РИСКИ

Талита Жумангалиева

*Западно-Казахстанский аграрно-технический университет
Республика Казахстан*

Глинистые породы составляют большую часть всех отложений, практически в любой части земного шара, где есть мощная толща осадочных пород как на суше, так и под морским дном. Различают два основных типа этих отложений: собственно, глины и глинистые сланцы. Глина задерживает движение пластовых флюидов и тем самым обеспечивает возможность накопления под глинами в пористых проницаемых породах нефти и газа. Глины состоят из смеси глинистых минералов. По химическому составу эти минералы представлены алюмосиликатами с примесями других элементов. Глинистые сланцы – это те же глины, измененные (метаморфизованные) на большой глубине под действием высоких давлений и температур. Эти изменения приводят к потере воды глинистыми минералами (дегидратации), порода теряет пластичность и становится хрупкой и трещиноватой.

Сланцы, содержащие газ и представляющие интерес как объекты для газодобычи - это особые, так называемые горючие сланцы. В отличие от обычных глинистых сланцев горючие сланцы содержат органическое вещество – кероген, похожий на уголь. Углеводы способны преобразовываться в низкомолекулярные гомологи: в нефть, конденсат и газ – метан. Так образуются и глинистые газоносные сланцы, в которых газ заполняет поры, соединенные между собой трещинами. Из – за слабой проницаемости и низкой эффективной пористости удельная продуктивность вскрытого скважиной газоносного пласта (продуктивность на единицу толщины газоносного пласта) уступает скважинам, эксплуатируемых традиционные газоносные пласты, на 1-2 порядка. Слабая проницаемость является причиной не только низкой удельной продуктивности скважины, но и малого радиуса ее питания, от которого зависит площадь вокруг скважины, откуда может быть извлечен газ. Поэтому, чтобы выбрать запасы газа, содержащиеся в сланцах, необходимо разбуривать площадь месторождения плотной сеткой

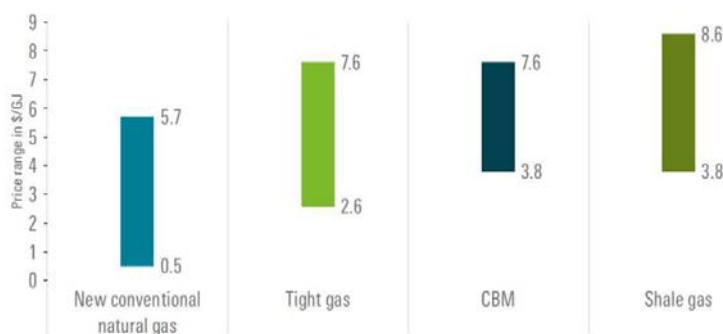
скважин, примерно такой же, какая применяется на месторождениях нефти.

Действительно, эти методы интенсификации притока газа и нефти позволяют существенно повысить добычные возможности скважин на месторождениях углеводородов, они широко применяются и на традиционных месторождениях начиная с 70-х гг. Их постоянно совершенствуют, и сегодня они по существу являются стандартными методами современной технологии нефти и газодобычи. В частности, методика массивированного многократного ГРП в 70-х гг. разрабатывалась для освоения так называемых плотных газосытных песчаников, открытых на территории штата Wyoming и в соседних с ним штатах, содержащих большие запасы газа.

Сланцевый природный газ (англ. shale gas) – природный газ, добываемый из горючих сланцев и состоящий преимущественно из метана.

Горючий сланец – твердое полезное ископаемое органического происхождения.

Одновременно СМИ европейских стран запестрели заголовками: «Сланцевый газ – убийца акул «Газпрома», «Конец трубной власти бело-сине-красных» и т. п.; а в деловых, общественных и, особенно, в политических кругах широкое распространение получили мнения (домыслы, лозунги, мифы, тезисы – как хотите), что «сланцевая революция» является мощным средством борьбы с монополизмом Газпрома, причём сразу на нескольких «фронтах» (американском, европейском, азиатском...).



Note: Estimated ranges for 2010 in the United States
Source: IEA ETSAP, May 2010

Рис. 1 Оценка производственных издержек при добыче традиционного и нетрадиционного газа

Для добычи сланцевого газа используют горизонтальное бурение (англ. directional drilling), гидроразрыва пласта – фрекинга (англ. hydraulic fracturing, в том числе с применением пропантов). Аналогичная технология добычи применяется и для получения угольного метана.

Во время проведения фрекинга в скважину закачивается специальная смесь. Обычно она на 99% состоит из воды и песка (пропанта) и лишь на 1% - из дополнительных добавок. Среди дополнительных добавок могут быть, например, гелирующий агент, как правило, природного происхождения

(более 50 % состава хим. реагентов), ингибитор коррозии (только при кислых ГРП), понизители трения, стабилизаторы глин, химические соединения - сшивающее линейные полимеры, ингибитор образования отложений, деэмульгатор, разжижитель, биоцид (химический реагент для разрушения водных бактерий), загуститель. Для того чтобы не допустить утечки жидкости для ГРП из скважины в почву или подземные воды, крупные сервисные компании применяют различные способы изоляции пластов, такие, как многоколонные конструкции скважин, с применением сверхпрочных материалов при цементировании. При добыче сланцевого газа применяются сразу 3 технологии: горизонтальное бурение, кустовые скважины и гидроразрыв (он же – фрекинг).

В целом технология добычи происходит по принципу растений с корневой системой. И подобных ходов в разные стороны множество. Но даже так газ не пройдет. Обычно это песчинки, но пробовали использовать гранулы из керамики, стали, пластика, оксида алюминия и даже молотой скорлупы грецких орехов. После гидроразрыва по всем ветвям шахты в стенках появляются сотни змеящихся трещин.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

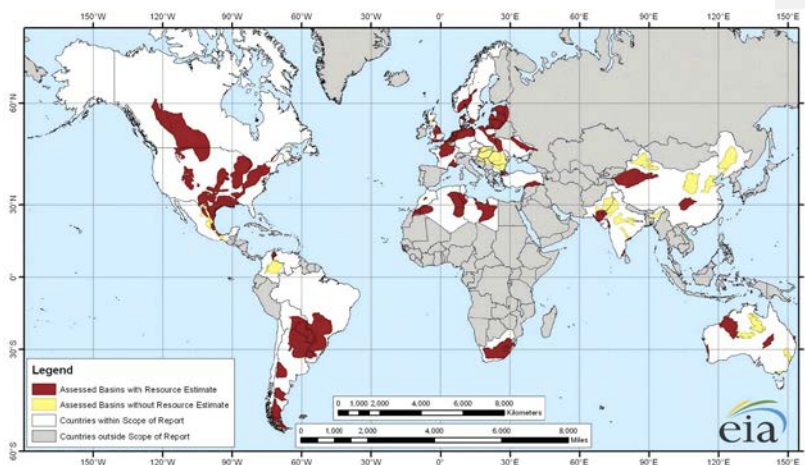


Рис. 2 Сланцевые бассейны в странах мира

Идея так проста, что придумывать ее начали давным-давно и по частям. Если это так просто, то в чем сложность? При глубине около 3 км температура достигает 150°C , а давление – 600 атм. (Для сравнения: металлический газовый баллон высокого давления выдерживает 300 атм.). В общем задача оказалась крайне высокотехнологичной и стала по-настоящему решаемой только при современных ценах на газ и с появлением компьютеров и новейших систем телеметрии, которые позволили управлять бурением без остановки бура через каждые 30 м.

В сланцевых пластах первую коммерческую газовую скважину пробурил Уильям Харт в США в 1821 г., он считается в США «отцом природного газа».

Инициаторами масштабного производства сланцевого газа в США является Джордж Ф. Митчелл и Том.Л.Уорд. В СССР теоретическую базу сланцевой добычи разрабатывали советские ученые Христианович и Желтов в 1953 г., а гидроразрыв угольного пласта был проведен в 1954 г. в Донбассе. С тех пор гидроразрыв не первое десятилетие имеет популярность в технологиях для повышения дебита скважин (правда, только нефтяных).

Говоря о сланцевых полях, обычно используют термин «плей», в нефтегазовой геологии обозначающий совокупность однотипно построенных месторождений, разведка которых ведется одинаковыми методами и техническими средствами.

Первый – содержание глины. Сланец является горной породой, которая состоит из глинистых и неглинистых минералов (кварца и полевых шпатов).

Второй – количество органического вещества. Оно должно превышать 1%, чтобы генерировать промышленные газы скопления.

Третий – степень зрелости органического вещества в сланцах, которая в большинстве случаев определяется по отражательной способности витринга- микроскопических остатков высшей растительности.

Четвертый – пористость. Она должна составлять не менее 3%, чтобы сланец содержал достаточные для разработки объемы газа.

Он присутствует во многих осадочных породах. Однако достоверных данных о его геологических ресурсах и разведанных запасах в мире не существует, а соответствующие приводимые цифры достаточно условны, поскольку геологоразведочные и поисковые работы на сланец как источник природного газа практически нигде, кроме США и Канады, не проводились.

В настоящее время практически во всех странах, где есть потенциал начала коммерческой добычи сланцевого газа, как и в США, созданы экологические комиссии по рассмотрению возможных экологических катастроф и разработки плеев.

УЧЕТ НАТЯГА ПРИ ВЫБОРЕ ШПОНОЧНЫХ И ШЛИЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

И.А.Кокорев

*Самарский государственный технический
университет,
Самара, Россия
barvika@samtel.ru*

При проектировании машин важен учет влияния выбора соединений деталей на их долговечность и несущую способность.

Шпоночные и шлицевые соединения широко используются в конструкциях машин для передачи вращения от вала к ступице зубчатого колеса, шкива, муфты и т.п.

Основное применение имеют соединения призматическими шпонками, которые для обеспечения надежного центрирования детали устанавливаются с натягом. Призматические шпонки просты в изготовлении и имеют сравнительно небольшую глубину врезания в вал. Однако трудно обеспечить их взаимозаменяемость.

Шлицевые соединения по сравнению со шпоночными соединениями взаимозаменяемы, имеют более высокую нагрузочную способность, меньшие радиальные габариты и обеспечивают лучшее центрирование деталей. Однако они имеют более сложную технологию изготовления и высокую стоимость. Наибольшее распространение имеют шлицевые соединения с прямобоковыми зубьями. При высоких требованиях соосности вала и ступицы применяют центрирование по наружному диаметру, с посадкой по диаметру и ширине зуба. Центрирование по наружному диаметру технологически наиболее простое и экономичное. Этот способ центрирования реализуется достаточно просто при твердости до 350НВ.

Шпоночным и шлицевым соединениям присуща высокая концентрация напряжений, обусловленная погрешностью изготовления, смещением осей деталей и их закручиванием под нагрузкой.

При невыполнении условия прочности на смятие шпоночное соединение образуют с помощью двух шпонок, установленных под углом 180° , или переходят на шлицевое соединение.

В данной работе предлагается выбор соединения вала со ступицей проверять расчетом напряженно-деформированного состояния моделей узлов, состоящих из деталей рассматриваемых соединений: модели, состоящей из вала, двух шпонок и ступицы, и модели, состоящей из вала с зубьями и ступицы со шлицами. Для расчета используется система ANSYS Workbench, в основу которой заложен метод конечных элементов. Геометрическая модель узла строится в системе КОМПАС-3D.

В качестве примера выполнен уточненный расчет двух соединений вала со ступицей. Первое соединение – соединение с двумя призматическими шпонками (Шпонка 16×10×70 ГОСТ 23360-78) с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 56 и 82 мм и посадкой с натягом $\delta_1=0,015$ мм. Шпонка установлена в паз вала с натягом $\delta_2=0,0004$ мм. Второе соединение – прямобочное шлицевое соединение с центрированием по наружному диаметру 62 мм, внутренним диаметром 56 мм, числом зубьев равно 8 и посадкой с натягом по наружному диаметру $\delta_1=0,015$ мм и по ширине зуба $\delta_2=0,0004$ мм.

Оба соединения нагружены вращающим моментом $T=720$ Нм.

Материал вала, ступицы и шпонок – сталь 45, термообработка улучшение, предел текучести $\sigma_T=540$ МПа.

В ходе работы программы получено деформированное состояние узлов в целом, распределение контактных давлений и эквивалентных и касательных напряжений по всем деталям соединений, учитывающее влияние их взаимодействия и посадок.

На рис.1 и 2 показаны основные этапы решения задачи для соединения двумя призматическими шпонками: конечно-элементная модель; заделка – фиксация на наружной поверхности ступицы и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани вала; распределение эквивалентных и касательных напряжений и контактных давлений. Максимальное эквивалентное напряжение возникает в вале и равно $\sigma_{\text{экв}}=196,85$ МПа, максимальное эквивалентное напряжение в шпонке $\sigma_{\text{экв}}=86,9$ МПа. Во всех деталях максимальное эквивалентное напряжение меньше предела текучести материала. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{\text{max}}=35,638$ МПа, а в шпонке $\tau_{\text{max}}=15,59$ МПа. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности и рабочих гранях пазов вала соответственно $p_{\text{max}}=209,92$ МПа и $p_{\text{max}}=190,65$ МПа, а на рабочих поверхностях шпонок $p_{\text{max}}=128$ МПа.

На рис. 3 приведены результаты решения задачи для шлицевого соединения. Максимальное эквивалентное напряжение возникает в

ступице и равно $\sigma_{\text{экв}}=262,57\text{МПа}$, максимальное эквивалентное напряжение в вале $\sigma_{\text{экв}}=137,83\text{МПа}$. Во всех деталях максимальное эквивалентное напряжение меньше предела текучести материала. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{\text{max}}=57,4\text{МПа}$. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности вала $p_{\text{max}}=151,59\text{МПа}$ и на рабочих гранях зубьев $p_{\text{max}}=130\text{МПа}$.

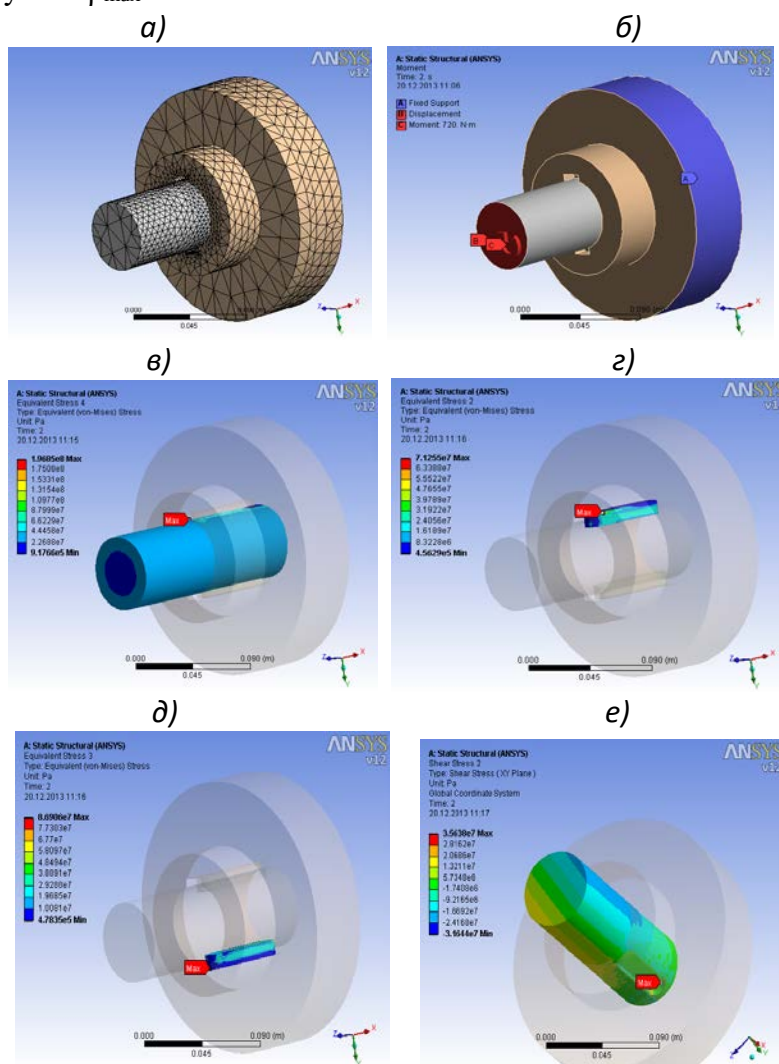


Рис.1. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками: а) – конечно-элементная модель; б) - заделка и нагрузка; в) – эквивалентные напряжения в вале; г), д) – эквивалентные напряжения в шпонках; е) – касательные напряжения в вале

Сравнение результатов расчетов показывает, что вал в шлицевом соединении имеет большую нагрузочную способность и сопротивление усталости большее по контактным давлениям и меньшее по касательным напряжениям.

Полученные результаты могут быть использованы для уточненного расчета валов и их окончательного конструктивного оформления. Развитие данного подхода позволит совершенствовать выбор соединений типа вал-ступица с более точным учетом условий их работы

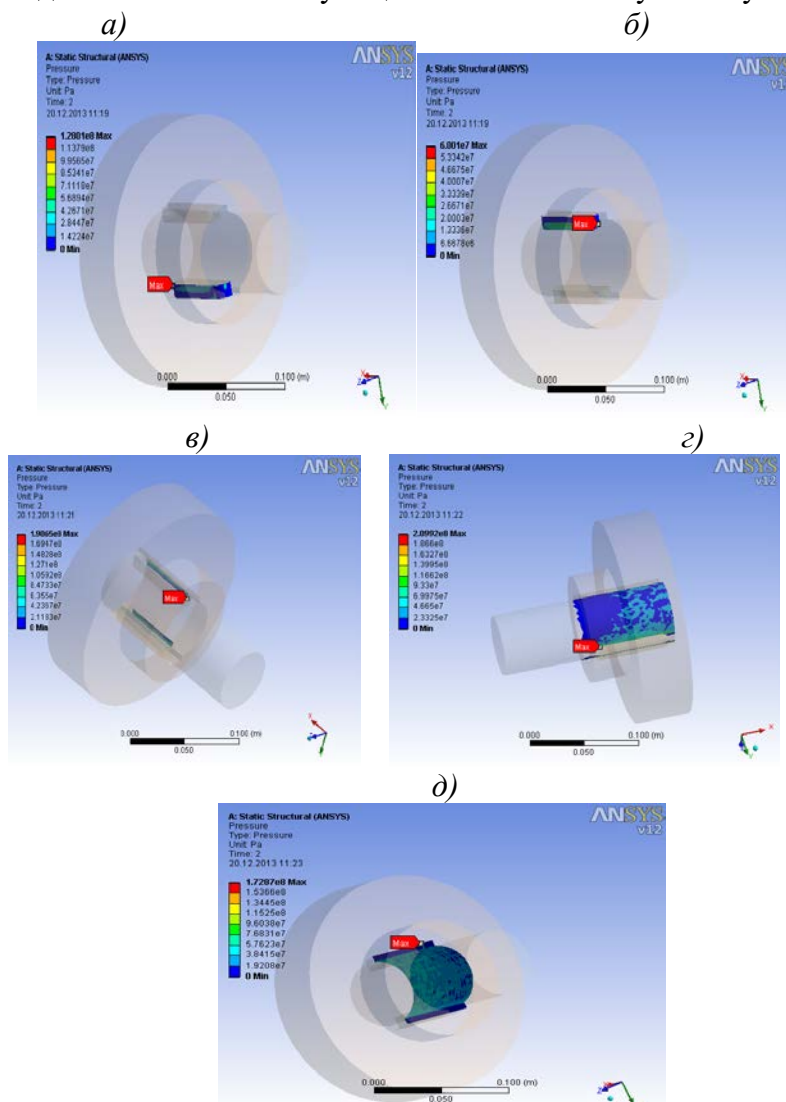
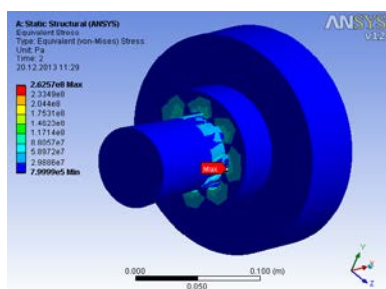


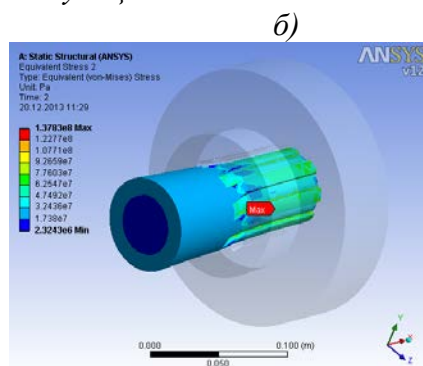
Рис.2. Результаты решения задачи для соединения с двумя призматическими шпонками: а), б) – контактное давление на рабочих поверхностях шпонок; в) – контактное давление на рабочих гранях

пазов вала; з) - контактное давление на цилиндрической поверхности вала; д) – контактное давление на рабочих поверхностях ступицы

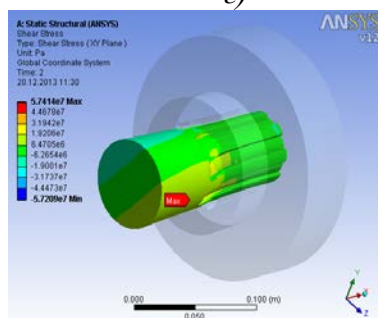
а)



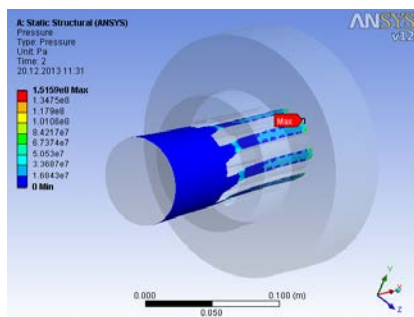
б)



в)



г)



д)

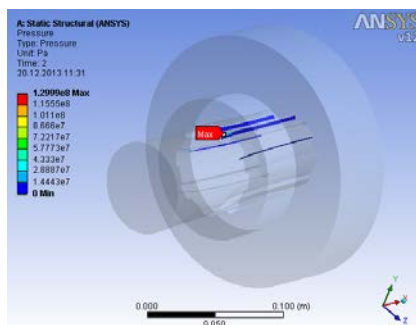


Рис.3. Результаты решения задачи для шлицевого соединения: а) – эквивалентные напряжения в ступице; б) – эквивалентные напряжения в вале; в) – касательные напряжения в вале; г) – контактное давление на цилиндрической поверхности вала; д) – контактное давление на рабочих гранях зубьев

УДК 342.68

МУЛЬТИМЕДИЙНЫЙ КОМПЛЕКС ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ЗАЩИТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Н.Г. Кац, А.И. Шимаров

*СамГТУ, г. Самара, Россия
alexandr-shimarov@rambler.ru*

Согласно новым Федеральным государственным образовательным стандартам высшего профессионального образования (ФГОС ВПО) существенно увеличивается количество часов, отводимых на самостоятельную работу студентов, что требует от преподавателя внедрения новых информационно-образовательных технологий, внедрения новых технологий самоконтроля и текущего контроля знаний, умений и навыков студента.

При этом необходимыми компонентами учебного процесса становятся мультимедийные учебно-методические комплексы (мУМК), которые дают возможность студентам самостоятельно осваивать отдельные разделы учебных дисциплин [8, 9]. Такие комплексы призваны, сохраняя достоинства печатных учебных пособий, использовать современные информационные технологии и мультимедийные возможности, предоставляемые компьютером.

К таким возможностям относятся, например [7]:

- представление физических, химических и др. процессов в динамике – наглядное представление объектов и процессов, недоступных для непосредственного наблюдения;
- компьютерное моделирование процессов и объектов, требующих для своего изучения дорогостоящего оборудования, а также опасных для жизни и здоровья человека реагентов;
- включение в учебный материал видеосюжетов и анимации;
- быстрое проведение сложных вычислений с представлением результатов в цифровом или графическом виде;
- оперативный самоконтроль знаний студента при выполнении им упражнений и тестов и др.

Защита технологического оборудования от коррозии – одно из направлений в деятельности бакалавров и магистров в нефтегазовых отраслях промышленности. Анализ причин отказов и аварий нефтегазовых сооружений свидетельствует о доминирующем влиянии коррозионного фактора [1, 2]. Экономические потери от коррозии велики. Они включают в себя: потери металлов; затраты на внеплановый ремонт и замену оборудования; ущерб от потерь при транспортировке нефте-, газо- и химпродуктов; затраты на экологические мероприятия. В ряде случаев недооценка коррозии делает небезопасным проведение технологических процессов. Так, в нефтеперерабатывающей промышленности и на транспорте нефти и газа около 70% отказов происходит по причине коррозионных повреждений [1].

Возрастающие требования к надежности оборудования при увеличении нагрузок на него, необходимость в защите металлических деталей от агрессивных сред приводят к возрастающему интересу специалистов нефтегазовой промышленности к применению электрохимических методов защиты оборудования. Знание методов и средств антикоррозийной защиты позволяют минимизировать потери от коррозии.

В связи с этим в Самарском государственном техническом университете (СамГТУ) разработан мультимедийный учебно-методический комплекс (мУМК) «Электрохимические методы защиты технологического оборудования». Этот комплекс содержит материал, относящийся к дисциплине «Химическое сопротивление и защита от коррозии». Вопросы, рассматриваемые в мУМК, занимают важное место в программе

подготовки бакалавров по направлениям 131000.62 – Нефтегазовое дело; 151000.62 – Технологические машины и оборудование. Студенты, обучающиеся по указанным направлениям, должны не только выступать в качестве пользователей различного оборудования, но и иметь определенные знания в области выбора методов и средств его защиты от коррозии.

Целью разработки комплекса является рассмотрение в доступной и понятной для студентов форме основных электрохимических методов защиты нефтегазового оборудования: катодной, анодной, протекторной, электродренажной и кислородной. На рис.1 приведен интерфейс мУМК.



Рис.1. Интерфейс мУМК: слева – содержание; справа – титульная страница

Комплекс включает в себя три основных раздела. Первый раздел содержит теоретический материал, по дисциплине «Химическое сопротивление и защита от коррозии», а также общие сведения по электротехнике, необходимые для понимания физических процессов, используемых при создании антикоррозионной защиты оборудования [1].

Второй – посвящен рассмотрению особенностей коррозионных процессов в технологическом оборудовании различного назначения [2, 5]. В третьем разделе рассмотрены особенности катодной, анодной, протекторной, электродренажной и кислородной защиты, а также рекомендации по их выбору для защиты нефтегазового оборудования [4]. Кроме теоретических сведений пособие содержит видеофрагменты о современных установках, реализующих указанные методы антикоррозионной защиты.

Также, в мУМК приведены примеры, поясняющие наиболее важные разделы учебной дисциплины; экзаменационные вопросы и тесты; задания для контрольных работ с образцами их выполнения и необходимыми справочными данными. Указанные элементы обладают значительным дидактическим потенциалом при самостоятельном освоении учебной дисциплины.

Контрольные работы занимают особое место в мУМК. Можно выделить следующие цели включения их в этот комплекс:

- закрепление полученных теоретических знаний;
- оценка качества усвоения нового материала;
- выработка навыков самостоятельного решения задач по коррозионной защите технологического оборудования.

Все материалы мУМК имеют гипертекстовую архитектуру, что позволяет быстро находить нужные иллюстрации и примеры. Все это, на наш взгляд, способствует эффективной подготовке бакалавров по указанным выше направлениям.

Комплекс должен помочь студентам разобраться в большом количестве методов антикоррозионной защиты, рационально использовать их при выполнении контрольных работ и др. Он не подменяет классические учебники, а является дополнением к ним при самостоятельном изучении предмета.

Все материалы мУМК разбиты на разделы и подразделы, соответствующие структуре изучаемого материала. Комплекс позволяет в процессе самостоятельного изучения материала осуществлять быстрый поиск и просмотр необходимых видеофрагментов, фотографий, а также примеров расчетов.

Каждый раздел мУМК имеет конкретно поставленную цель, которую следует студенту раскрыть, воспользовавшись теоретическим материалом пособия и примерами, иллюстрирующими изложение теории.

При работе с мУМК имеется возможность пользоваться

закладками, осуществлять контекстный поиск необходимой информации, изменять режим просмотра, распечатывать любой фрагмент изучаемого материала. При просмотре видеофрагмента можно останавливать и снова запускать его воспроизведение. Система ссылок включает в себя ссылки из различных мест мУМК на главы текущего пособия, на тесты, а также на Интернет страницы и на другие документы – глубина ссылок не ограничена.

Комплекс имеет ряд дополнительных возможностей, например:

- *Автопрокрутка*, которая позволяет просматривать учебные материалы, не притрагиваясь к клавиатуре – текст сам будет прокручиваться, имеется возможность регулирования скорости его перемещения.
- *Голос*. Озвучивание текстовых материалов позволяет уменьшить нагрузку на глаза.
- *Навигация*. Показ древовидного содержания мУМК для быстрой навигации по его разделам и главам. Эту функцию можно отключить для того, чтобы максимальное количество информации поместилось на экран.
- *Избранное*. Папка «Избранное» дает возможность организовать быстрый доступ к наиболее часто просматриваемым разделам комплекса.
- *Масштабирование*. Изменение размера графических и текстовых материалов позволяет хорошо рассмотреть мелкие элементы изображения.

Разработанный комплекс является результатом систематизации и обобщения педагогического опыта авторов [7, 8]. Для реализации мУМК был использован пакет программ *SunRav BookOffice*, который включает в себя две программы: *BookEditor* – для создания книг и учебников, *BookReader* – для просмотра книг и учебников [10].

Рассмотрим области применения мУМК при самостоятельной работе студентов.

1. *При изучении теоретического материала*. Здесь мУМК призван помочь студенту усвоить материал в соответствии с программой. Полезны следующие его возможности: интерактивная презентация с возможностью перехода в любой фрагмент и возврата к кадру, из которого был произведен переход; просмотр анимационных и видеофрагментов; возможность прерывания и запуска любого фрагмента пособия; возможность демонстрации графических изображений; возможность предварительного выбора материала в соответствии с программой и др.

2. *При выполнении практических заданий*. К достоинствам использования мУМК можно отнести то, что если при выполнении

задания студенту необходимо будет обратиться к лекционному материалу, то он может быстро найти ту лекцию, которая ему потребовалась.

3. *При самопроверке усвоенного материала.* Используя тестовые задания мУМК, студенты могут провести самопроверку усвоенного материала, самостоятельно выявить пробелы в знаниях и изучить недостаточно хорошо усвоенный материал.

Несмотря на все преимущества, которые вносит в учебный процесс использование мУМК, следует учитывать, что он является только вспомогательным инструментом, он дополняет, а не заменяет преподавателя. При грамотном использовании мУМК может стать мощным инструментом для самостоятельного изучения дисциплины.

В заключение выделим те преимущества, которые дает использование мУМК в учебном процессе: возможность быстрого получения нужных материалов при самостоятельном освоении теоретических основ дисциплины, а также при выполнении контрольных работ; сочетание современных информационных технологий с традиционной методикой обучения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кац Н.Г., Парфенова С.Н., Шимаров А.И.* Коррозия и антикоррозийная защита оборудования нефтегазопереработки: учебно-методическое пособие – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 88 с. – ISBN – 978-5-7964-0982-4.
2. *Кац Н.Г., Шимаров А.И.* Коррозия сварных соединений: учебно-методическое пособие – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2011. – 96 с.
3. *Кац Н.Г., Шимаров А.И.* Электростатические методы и средства нанесения антикоррозионных покрытий: учебно-методическое пособие – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – 98 с.
4. *Кац Н.Г., Шимаров А.И.* Мультимедийный комплекс по защите нефтегазового оборудования от коррозии. – Нефть. Газ. Новации/ н-т журнал № 1/2012. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – С. 81-82.
5. *Кац Н.Г., Шимаров А.И.* Мультимедийный комплекс по защите трубопроводов от коррозии // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2013. – С. 81-83.
6. *Кац Н.Г., Шимаров А.И.* Мультимедийный

комплекс по электростатическим методам и средствам нанесения антикоррозионных покрытий // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – С. 94-96.

7. *Шимаров, А.И., Костырев М.Л.* Технология подготовки материалов для мультимедийных программ: учеб. пособие – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2006. – 84 с. – ISBN 5-7964-0797-X.

8. *Шимаров А.И.* Мультимедийный учебно-методический комплекс как средство повышения эффективности обучения. Вестник СамГТУ. Серия: Псих.-пед.науки. № 9. (17). Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2011. – С. 168-170.

9. *Полат Е.С., Бухаркина М.Ю., Моисеева М.В., Петров А.Е.* Новые педагогические и информационные технологии в системе образования. – М., Академия, 2005.

10. <http://www.sunrav.ru/> – сайт фирмы SunRav Software.

УДК 544.015

ОЦЕНКА АДЕКВАТНОСТИ РАСЧЕТНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С.Б. Коньгин

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
mahp@inbox.ru*

Проектирование оборудования нефтегазовой и химической промышленности широко в значительной мере связано с использованием различных программных продуктов, проводящих расчеты фазовых равновесий и свойств газов и жидкостей с помощью уравнений состояния [1-5]. Однако при расчете каждого конкретного аппарата перед инженером встает вопрос о выборе расчетных моделей, адекватно описывающих свойства использованных технологических сред. В этой связи специалисту полезно иметь в своем распоряжении программу, которая содержала бы одновременно расчетные методики и базу данных по свойствам компонентов, и фазовым равновесиям при различных температурах и давлениях [6].

Для решения указанной задачи автором был разработан программный продукт, позволяющий выбрать из имеющейся базы данных компонент, указать интересующее теплофизическое свойство

среды и сравнить результаты расчетов с помощью указанной модели с экспериментальными данными.

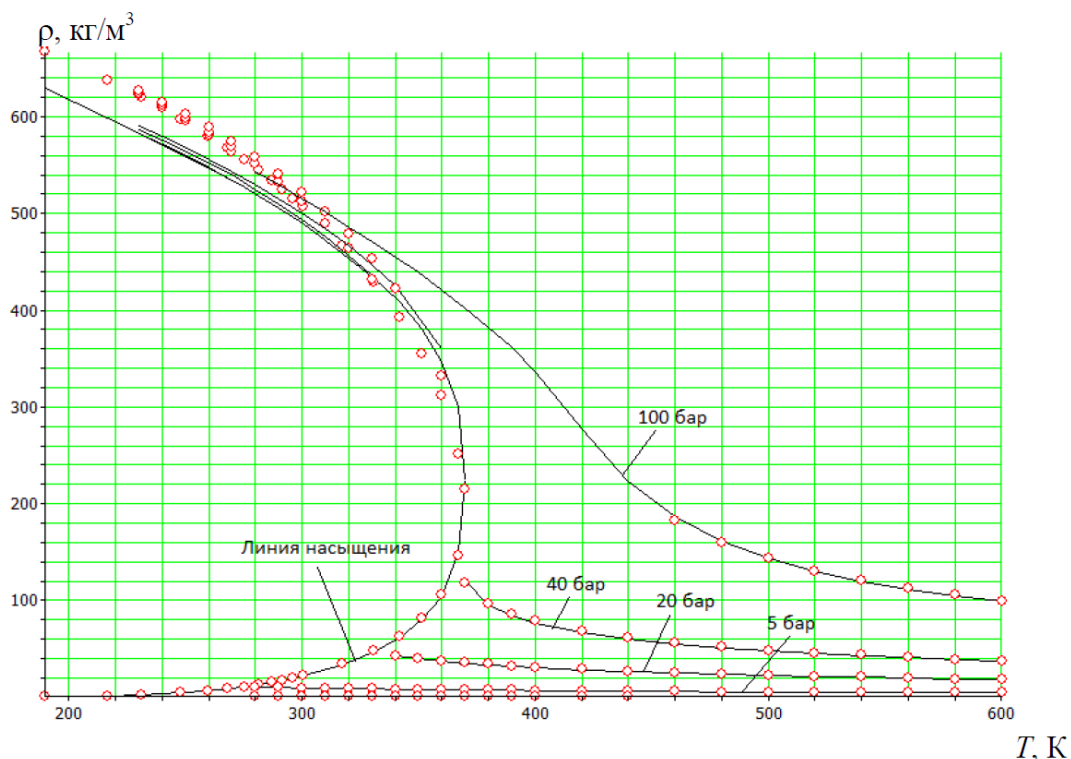


Рис. 1. Результаты анализа плотности пропана (сплошные линии – экспериментальные зависимости [6], точки – расчетные данные)

Основные свойства, доступные в разработанной программе, это плотность, энтальпия, теплопроводность, вязкость и поверхностное натяжение. Сравнительный анализ может быть выполнен для газовой и для жидкой фаз, в том числе для сверхкритических условий.

Кроме того, программный продукт может прогнозировать параметры фазового состояния компонентов и проводить сравнение параметров фазового перехода с их реальными значениями.

В качестве примера работы описанного программного продукта на рис. 1 представлены результаты сравнения экспериментальных и расчетных значений плотности пропана при различных температурах и давлениях. Линии соответствуют имеющимся экспериментальным данным [6], а

точками показаны результаты расчетов с помощью уравнения Пенга – Робинсона [3, 4]. Из рассмотрения рисунка можно сделать выводы, что уравнение состояния Пенга – Робинсона:

- хорошо прогнозирует плотность газа в широком диапазоне термодинамических условий;
- хорошо прогнозирует плотность сверхкритической фазы;
- характеризуется значительными погрешностями расчета плотности жидкой фазы (причем как в положительную, так и в отрицательную стороны в зависимости от приведенной температуры).

Аналогичные сравнения могут быть проведены для других компонентов, используемых в технологическом процессе, в результате чего специалист может сделать вывод о целесообразности использования расчетных моделей для прогнозирования свойств фаз. Дальнейшим развитием программы является возможность сравнения экспериментальных и расчетных данных по фазовому равновесию для двухкомпонентных систем. Сравнение будет проводиться по составам паровой и жидкой фаз.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Коньгин С.Б., Крючков Д.А.* Моделирование и расчет процессов и аппаратов (МиР ПиА). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015613176.
2. *Коньгин С.Б.* Модификация алгоритма определения доли отгона при расчете газожидкостного равновесия // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2015. – № 4(48). – С. 135–139.
3. *Уэйлес С.* Фазовые равновесия в химической технологии. Т. 2. – М.: Мир, 1987. – 300 с.
4. *Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И.* Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойства газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
5. Термодинамика равновесия жидкость – пар / Под. ред. А.Г. Морачевского. – Л.: Химия, 1989. – 344 с.
6. *Варгафтик Н.Б.* Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Старс, 2006. – 720 с.
7. *Коньгин С.Б.* Программа для проверки адекватности расчетных моделей, используемых для прогнозирования свойств газов и жидкостей // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. – 2016. – № 2(50). – С. 208–210.

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ СВЯЗИ РАДИАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Ю.А. Макаричев, Ю.Н. Иванников

*Самарский государственный технический
университет г. Самара, Россия,
Yura_ivannik@mail.ru*

Радиальный электромагнитный подшипник (РЭМП) – устройство, предназначенное для удерживания ротора в состоянии устойчивого равновесия относительно статора опоры без механического контакта с ним. Отсутствие в РЭМП механического контакта и необходимости смазки делает их весьма перспективным во многих областях техники [1,2], в том числе в нефтегазовой отрасли в качестве подшипниковых опор газоперекачивающего агрегата. При математическом описании процесса перемещения ротора в поле электромагнитов возникает необходимость определения коэффициентов, связывающих силовые и электромагнитные параметры с уровнем входных сигналов, положением ротора в воздушном зазоре и скоростью его перемещения[1]:

$$K_F = \frac{\Delta F}{\Delta \rho_{ps}} \quad - \quad \text{переменный коэффициент}$$

пропорциональности, характеризующий изменение результирующей силы притяжения в зависимости от смещения ротора от центрального положения $\Delta \rho_{ps}$;

$$K_I = \frac{j_1}{j_1 + j_3} \quad - \quad \text{коэффициент соотношения токов}$$

противолежащих электромагнитов;

$$K_{\varepsilon M} = \frac{\Delta F}{\Delta K_I} \quad - \quad \text{электромагнитный коэффициент, равный}$$

отношению приращения результирующей силы притяжения электромагнитов $F_{\varepsilon M}$ к приращению коэффициента K_I ;

$$K_E = \frac{\Delta \Psi}{\Delta \rho_{ps}} \quad - \quad \text{коэффициент ЭДС, зависящий от приращения}$$

потокосцепления ψ и величины смещения ротора от центрального положения.

Рассматриваемые коэффициенты были рассчитаны по результатам моделирования электромагнитного поля методом конечных элементов (МКЭ) при помощи программы *Elcut* на примере радиального электромагнитного подшипника газоперекачивающего агрегата Ц-25.

Для решения поставленной задачи геометрическая модель РЭМП трансформировалась путем радиального смещения блока ротора от центрального положения на величину eps . После перемещения и изменения свойств блоков задача расчета поля решалась, и для полученных значений интегральных параметров рассчитывались значения искомых коэффициентов.

Таким образом, была решена задача поиска коэффициентов РЭМП для различных значений смещения ротора и плотности тока в блоках обмоток возбуждения.

Результаты исследований представлены на графиках рис.1 и рис.2.

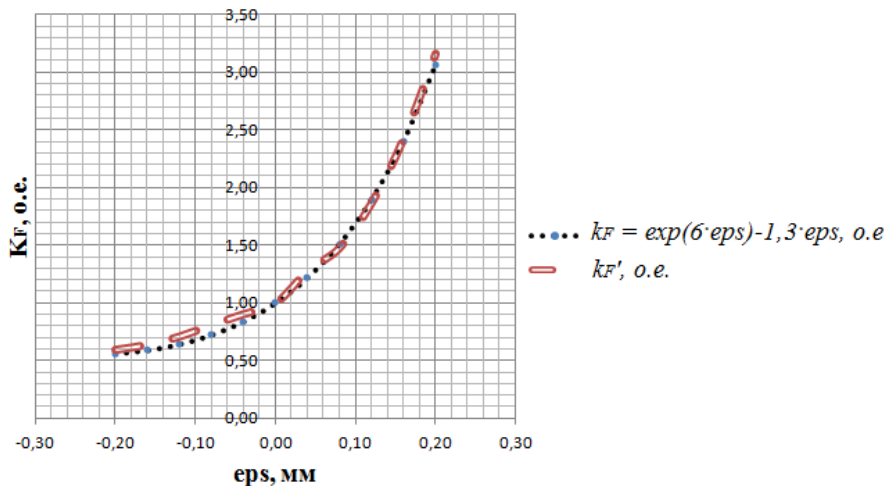


Рис.1. Зависимости коэффициентов K_F и K'_F от смещения ротора eps .

По виду кривых можно сделать предположение об экспоненциальной зависимости коэффициентов K_e' и K_F' от смещения ротора eps . Методом наименьших квадратов [3] была найдена функция

$$K_F = e^{6 \cdot eps} - 1,3 \cdot eps,$$

которая, как видно из рис.1, с достаточной степенью точности аппроксимирует зависимость $K'_F = f(eps)$.

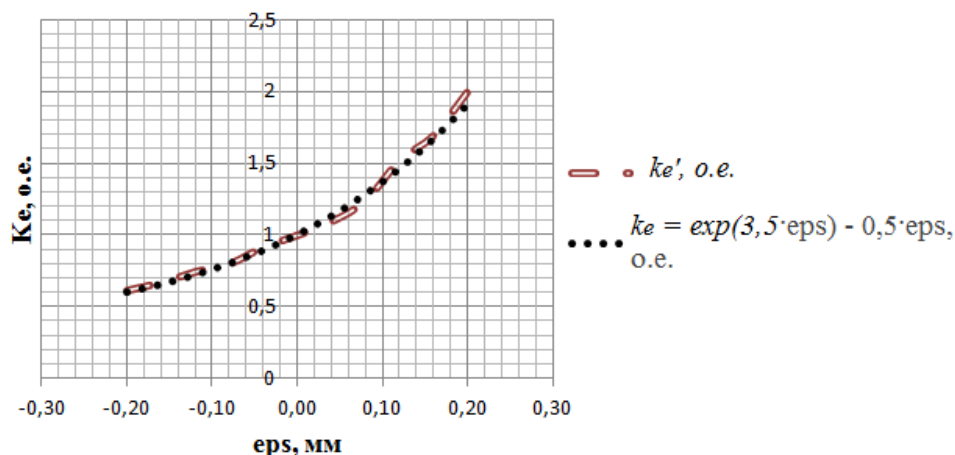


Рис.2. Зависимость коэффициент K_e от смещения ротора eps

Аналогично была найдена функция

$$K_e = e^{3,5 \cdot eps} - 0,5 \cdot eps,$$

которая, как видно из рис.2, также достаточно точно аппроксимирует зависимость $K'_e = f(eps)$.

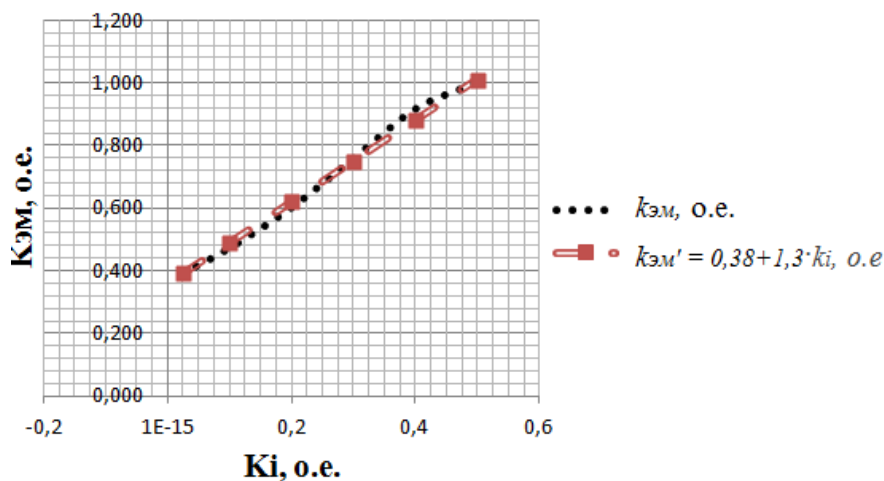


Рис.3. Зависимость коэффициента $K_{эм}$ от коэффициента сигнала K_i .

Зависимость $K_{эм} = f(K_i)$ близка к линейной. Данную зависимость можно аппроксимировать линейной функцией

$$K_{эм} = 0,38 + 1,3 \cdot K_i.$$

Полученные значения коэффициентов связи в дальнейшем могут быть использованы для построения линейной и нелинейной

системы управления радиальными электромагнитными подшипниками.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Макаричев Ю.А., Старилов А.В. Теоретические основы расчета и проектирования радиальных и электромагнитных подшипников. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 150 с.: ил.
2. Журавлев Ю.Н. Активные магнитные подшипники: теория, расчет, применение. – СПб.: Политехника, 2003. – 206 с.: ил.
3. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий /Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – М.: Наука, 1976.
4. Макаричев Ю.А. Метод расчета коэффициентов передачи системы электромагнитных подшипников турбоагрегата дизельного двигателя локомотива. Вестник транспорта Поволжья. № 1(37), 2013. – с.44-49.

УДК 331.538

**ПОДГОТОВКА КАДРОВ В САМГТУ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ***П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова**СамГТУ,
Самара, Россия,
alenushka1982@inbox.ru*

Пенсионный фонда РФ совместно с Минобрнауки разработал и применяет два года подряд, начиная с 2015 года мониторинг трудоустройства выпускников ВУЗов[1]. Основная задача введения показателя «Трудоустройство» заключается в оценке востребованности выпускников высших учебных заведений. Используя данные мониторинга, абитуриенты могут сделать первый шаг к построению эффективной стратегии, выбрав университет и направление подготовки, имеющее лучшие показатели востребованности выпускников и уровня заработной платы [2]. Этот показатель является важнейшим фактором, характеризующим качество подготовки специалистов университетом. В данный рейтинг входят следующие показатели:

- Доля трудоустройства выпускников
- Доля индивидуальных предпринимателей (среди выпускников)
- География трудоустройства
- Уровень заработной платы

В задачи мониторинга входит обработка данных Пенсионного фонда России о трудоустройстве при оценке востребованности выпускников вузов на рынке труда. Вузы заполняют Федеральный реестр документов об образовании и представляют сведения о выданных документах с информацией по выпускникам (ФИО, дата рождения, пол). Затем полученные сведения проверяются и передаются в Пенсионный фонд Российской Федерации для обработки. Сотрудники Пенсионного фонда по СНИЛС выпускников, определяют количество действующих предпринимателей среди выпускников и среднюю сумму выплат. На последнем этапе проводится расчет доли трудоустройства для каждой образовательной организации в разрезе укрепленных групп специальностей. [1].

В 2013 году в мониторинге участвовало 788 организаций и загружены были данные по 1 817 300 выпускникам. Количество данных выпускников, отправленных в ПФ РФ, составило 1 144 456 человек. Факт работы установлен у 847956 человек. По России показатель трудоустройства выпускников в 2013 году составляет 77%. В 2014 году 833 учебных заведения участвовало в мониторинге, что на 5,7% выше, чем в 2013 году. Загружены данные по 1 157 885 выпускникам. В ПФ РФ отправлены данные 1 080 269 человек. Факт работы установлен у 820414 человек. Трудоустройство так же осталось на уровне 2013 года и составляет 77%.

Рассмотрим основные показатели по итогам распределения специалистов, подготовленных и окончивших Самарский государственный технический университет (СамГТУ) в 2013 и 2014 годах. В мониторинге рассматривается доля трудоустройства выпускников по всем специальностям подготовки дневной и очно-заочной формам обучения. В 2013 году в мониторинг были загружены данные на 2930 человек, а в Пенсионный фонд направлены данные на 2900. После определения СНИЛС выпускников, установлено, что трудоустройство составило 90%, средняя сумма выплат выпускникам - 39565 рублей и средний возраст выпускников – 27 лет. В 2014 году участвовало 3522 человека, а в Пенсионный фонд отправлены данные для 3336 человек.

В таблице 1 представлено количество выпускников за 2013 и 2014 годы, в том числе по наиболее массовым специальностям.

Таблица 1

Код	УГС	Кол-во вып, чел.	
		2013	2014
	Химия	20	12
	Информатика и вычислительная техника	67	90
0	Информационная безопасность	18	49
1	Электроника, радиотехника и системы связи	27	743
2	Приборостроение, биотехнические системы и технологии	39	0
3	Электро- и теплоэнергетика	542	450
5	Машиностроение	278	407
8	Химические технологии	244	210
19	Экология	33	7
20	Техносферная безопасность и природообустройство	26	35
21	Нефтегазовое дело	997	352
22	Технологии материалов	35	36
23	Технологии наземного транспорта	87	159
27	Управление в технических системах	84	160
38	Экономика и управление	288	438
42	Средства массовой информации	85	48
Всего		2900	3336

Рассмотрим более подробно данные по выпускникам нефтетехнологического факультета (НТФ) СамГТУ. В таблице 2 и на рисунке 1 приведена доля принятых на работу за 2013 и 2014 год и получаемая зарплата.

Таблица 2. Специальности, количество выпускников, доля трудоустройства.

Год	Название	Кол-во выпускников, (чел.)	Сред. сумма выплат выпуск. (руб.)	Доля трудоустр. (%)
2013	Нефтегазовое дело	997	57 554	94
2014		352	53 074	92

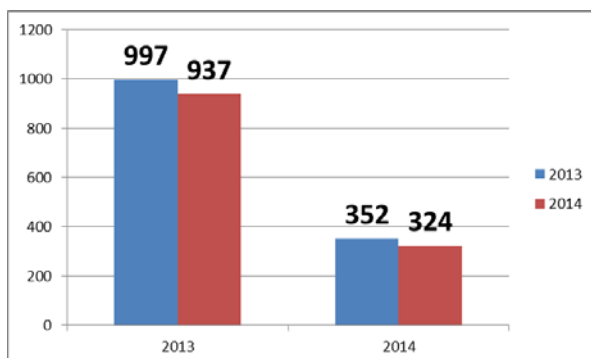


Рис.1. Общее количество и трудоустроенные выпускники факультета НТФ

По рисунку 1 видно, что в 2013 году 60 выпускников, а в 2014 году – 28 не нашли себе работу по специальности. В 2014 году количество выпускников уменьшилось на 65% (по 3 формам обучения).

Подготовка идет по широкому спектру специализаций, в таблице 3 расшифрована специальность «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия» по направлениям подготовки.

Таблица 3.

Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия		Количество выпускников, (чел.)	
		2013	2014
210301	Нефтегазовое дело: • "Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти" • "Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки" • "Бурение нефтяных и газовых"	948	248

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

	скважин" • "Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ".		
210502	Прикладная геология	37	89
210505	Физические процессы горного или нефтегазового производства	12	15

В 2013 и 2014 годах большая часть специалистов, окончивших нефтяной факультет, смогли найти себе работу, разница не является системной. Для молодых специалистов в этой отрасли средняя зарплата составляла в 2013 году 57554 рубля, а в 2014 - несколько ниже. Но относительно среднего уровня, получаемого молодыми специалистами иных специальностей, это высокие цифры. Поэтому на нефтяной факультет при приеме в СамГТУ наибольший конкурс и баллы ЕГЭ, а также большой коммерческий набор.

В таблице 4 и на рисунке 2 представлен минимальный балл по ЕГЭ при поступлении на нефтетехнологический факультет (НТФ) по годам.

Таблица 4.

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Минимальный балл	190	203	216	224	226

Для поступления на НТФ принимаются данные ЕГЭ по 3 основным экзаменам: математика, физика и русский язык. Минимальный балл с 2012 года увеличивается ежегодно и в 2016 году уже составляет 226 баллов по трем предметам.



Рис.2. Минимальный балл приема на НТФ по годам

При этом наблюдается очень высокий конкурс, например, в 2015 году 2015 году на направление 21.03.01 было выделено 67 бюджетных мест, а а заявлений подано 637. Конкурс составил 9,5 человек на место, а минимальный проходной балл 224. В 2016 году количество бюджетных мест мест уменьшилось до 59, заявлений было подано 557. Конкурс остался таким таким же, а минимальный проходной балл увеличился до 226.

В среднем по данным Мониторинга, выпускники СамГТУ на 90% работают по специальности. Это говорит о качестве подготовки специалистов в университете, а бюджетные расходы на высшее профессиональное образование используются эффективно.

В некоторых Российских рейтингах приемный балл по ЕГЭ является показателем качества ВУЗа и обучения, объективно высокие цифры говорят о том, что абитуриенты с таким уровнем образования выбирают именно эту специальность, хотя, конечно сказывается и авторитет профессии[3].

Для увеличения доли трудоустройства выпускников СамГТУ по специальностям, необходимо опережающее планирование структуры и содержания профессиональной подготовки студентов с учетом перспективных кадровых потребностей ведущих работодателей, развитие многоуровневой системы подготовки кадров, реализуемой в том числе, в рамках стратегического партнерства с работодателями и проведение маркетинговых исследований в области подготовки высококвалифицированных кадров [4].

В различных международных и Российских рейтингах трудоустройство рассматривалось как один из показателей эффективности работы высшего учебного заведения, но не как основной. Рассматриваемый рейтинг, на сегодняшний день, пока единственный, который структурировал по трудоустройству выпускников все вузы России и с помощью его можно оценить главный показатель качества образования и университета в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. <http://graduate.edu.ru/#/?year=2014> Мониторинг трудоустройства выпускников.
2. *Ильина Л.А., Смирнова С.Б.* Стратегическое партнерство вузов и работодателей при формировании карьерных траекторий выпускников. Вестник СамГЭУ, Самара, № 11(133), 2015. С.101-106.
3. *Голованов П. А., Тупоносова Е. П.* Анализ российского рейтинга вуза по среднему баллу ЕГЭ. Вестник СамГТУ, серия Экономические науки, СамГТУ, Самара, № 2(12), 2014. С.80-86.
4. *Костылева И.Б., Смирнова С.Б.* Модель комплексного анализа кадровых потребностей организаций реального сектора

экономики региона как первый этап создания системы стратегического партнерства многопрофильного и предприятий-работодателей // X Международная научно - практическая конференция «Современные концепции исследований». Евразийский Союз Ученых (ЕСУ), № 1 (18), часть 3, 2015г. С.46-49.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТРУДОВЫХ КОНФЛИКТОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

¹*А. В.Гагаринский, ¹И. Г.Кузнецова, ²М.Гецович*

¹*Самарский государственный технический
университет», Самара, Россия*

²*Технический университет Зволена, г.Зволена, Словакия*

Аннотация

В статье автор рассматривает проблемы возникновения социально-трудовых конфликтов в Российской Федерации. Автором анализируются определения конфликтов различных известных ученых, анализируются принципы, влияющие на конфликтную ситуацию возникающие на предприятии. В процессе изучения конфликтных ситуаций на производстве выделяются причины возникновения конфликтов. Дается авторская типология возникновения конфликтов в организации.

The author considers the problem of the emergence of social and labor conflicts in the Russian Federation. Definitions of conflicts of various well-known scientists, examines the principles affecting the situation of conflict arising at the enterprise are analyzed by author. In the process of studying conflict, situations in the production there are highlighted the causes of conflicts. Author's typology of conflicts in the organization is given

Ключевые слова

причины, характеристики, проблемы, социально-трудовые отношения, предприятие, работники, трудовые конфликты.

Causes, characteristics, problems, social and labor relations, enterprise, employees, labor conflicts

Исследование природы, причин, функции конфликтов в организации сегодня чрезвычайно актуально. Конфликты играют особую роль в коллективе, отражаясь на самореализации сотрудников, их отношениях с другими людьми и в конечном счете на производительности труда. В современных социально-экономических условиях нельзя обойтись без использования эффективных методов управления конфликтами на предприятии. Своевременное их применение позволит избежать негативных последствий конфликтных ситуаций, не допустить снижения производительности труда.

Решению проблемы социально-трудовых конфликтов посредством мотивационного управления на промышленном предприятии посвящена данная диссертационная работа.

В условиях проводимой политики импортозамещения большое значение для предприятий обрабатывающей промышленности приобретает более эффективное использование человеческих ресурсов. Результаты современных исследований рынка труда, проводимых отечественными учеными, позволяют, в том числе, выделить ряд проблем системы менеджмента предприятий обрабатывающей промышленности: устойчивая доля незакрытых вакансий рабочих высокой квалификации при наблюдаемой избыточности работников массовых должностей и профессий, недоукомплектованность предприятий руководителями высокой квалификации и, как следствие, отсутствие в практике менеджмента современных инструментов и технологий управления персоналом, недостаточное понимание значения мотивации персонала; формальное отношение к интересам и потребностям персонала предприятия при разработке и внедрении системы мотивации; отсутствие мониторинга значимых факторов мотивации работников; неблагоприятный морально-психологический климат; присутствие синдрома «профессионального выгорания» у работников большинства профессиональных групп во всей иерархии управления.

Эти и некоторые другие проблемы ставят перед руководством вопрос о необходимости совершенствования системы управления персоналом и функциональной подсистемы - мотивации труда, что особенно актуально в условиях внешних и внутренних изменений, которые порождают конфликты в социально-трудовой сфере предприятий. Наиболее явной конфликтогенной областью социально-трудовых отношений являются реализуемая на предприятии политика оплаты труда. Как отмечает ряд исследователей, характерной особенностью политики оплаты труда на предприятиях

промышленности является наличие значительной по величине переменной части, включающей в себя различные премиальные выплаты. С одной стороны, привязка переменной части платы к показателям эффективности предприятия позволяет заработную плату работникам различных профессиональных групп за счет разного рода премиальных выплат, при этом с падением эффективности доля таких выплат сокращается и уменьшается размер заработной платы наемного работника. При этом, ретроспектива проблемы диссертационного исследования позволяет вывить очень разностороннюю классификацию конфликтов. Науке управления известны различные способы их зарождения и развертывания, разнообразные источники их происхождения, движущие силы, виды мотивации конфликтов. Так, социально-трудовой конфликт базируется не только на противоречиях, связанных с трудовой деятельностью работника и оплатой за труд, - он обусловлен всей совокупностью социально-трудовых отношений на предприятии. Сюда входит создание социальной инфраструктуры, отношения между собственниками предприятий и топ-менеджерами, между менеджерами и наемными работниками и т.д. Перечисленные компоненты в диссертационном исследовании рассматриваются как составляющие системы мотивационного управления социально-трудовыми конфликтами на предприятии.

Мотивационное поведение человека определяется соотношением целей, которые он ставит перед собой, и средств их достижения.

Б.М. Генкин в учебнике для вузов «Экономика и социология труда», в главе 5 «мотивация» пишет, что «деятельность людей направлена на достижения следующих основных целей: 1) материальные блага, 2) власть и слава, 3) знание и творчество, 4) духовное совершенствование.» Материальные блага рассматриваются как благосостояние индивидуума, эгоистические мотивы (концепция «экономического» человека). Возникает вопрос, а кто создает материальные блага, которые хочет получить человек. Ответа нет.

Н.А. Волгин, В.И. Плакся в научном труде «Доходы и занятость. Мотивационный аспект.» предлагают разработанную ими бестарифную модель организации заработной платы ВСОТэРКа – соотношения в оплате труда разного качества (в

зависимости от квалификационных групп работников, разрядов рабочих, профессий и т.п.) «С учетом данных соотношений и распределяются затем средства, предназначенные на оплату труда труда (ФОТ)» каким образом создается фонд оплаты труда, который который они распределяют без тарифов, в научном труде не рассматривается. Возникло несоответствие методик и определения планового фонда оплаты труда и методики бестарифной оплаты труда.

А.П. Лящевский в научном труде «Экономические и организационные механизмы управления заработной платой в промышленности» рассматривает управление заработной платой в отрыве от производственного процесса изготовления продукции.

Отсюда вытекает, что главная проблема мотивации производственной деятельности людей – мотивация в подготовке производства новой продукции, в процессе производства изготовления продукции путем написания технологий, в которых устанавливаются на каждой операции профессии работ и их разряды, нормы труда (трудоемкость), нормы оплаты(расценка), а на их основе расчеты планового фонда оплаты труда, остались неисследованными. Не определены конечные цели мотивации производственной деятельности людей, не раскрыт механизм мотивации, так как отсутствует единая система планирования и оплаты труда. Конечные цели мотивации могут быть натуральными (изготовление изделий в штуках, подача газа в кубометрах, добыча нефти в тоннах, и т.д.) стоимостными (объем продаж, прибыль и т.д.) трудовыми (стабильных нормо-часах, в человеко-часах).

Не раскрыты источники средств, направленные на мотивацию производственной деятельности людей. Объективная необходимость исследования данной проблемы возникла в связи с переходом России на многоукладную экономику, на рыночные отношения, развитие различных форм собственности. Не раскрыта сущность купли-продажи рабочей силы, ее рыночной цены, понятия рынка труда ил рынка рабочей силы, действие экономических законов мотивационных отношений людей. Конечно, это не полный перечень проблем, хотя бы потому что не обходимо учитывать научно-технический прогресс, его аспект и мотивации производственной деятельности людей.

При мотивационном управлении возникает конфликт между работодателем и собственником средств производства и работником.

Обстоятельства в жизни каждого человека складываются таким образом, что каждому человеку приходится в той или иной степени сотрудничать с другими людьми. Однако всем известно, что все люди разные, и даже один и тот же человек, находясь в различных местах и с

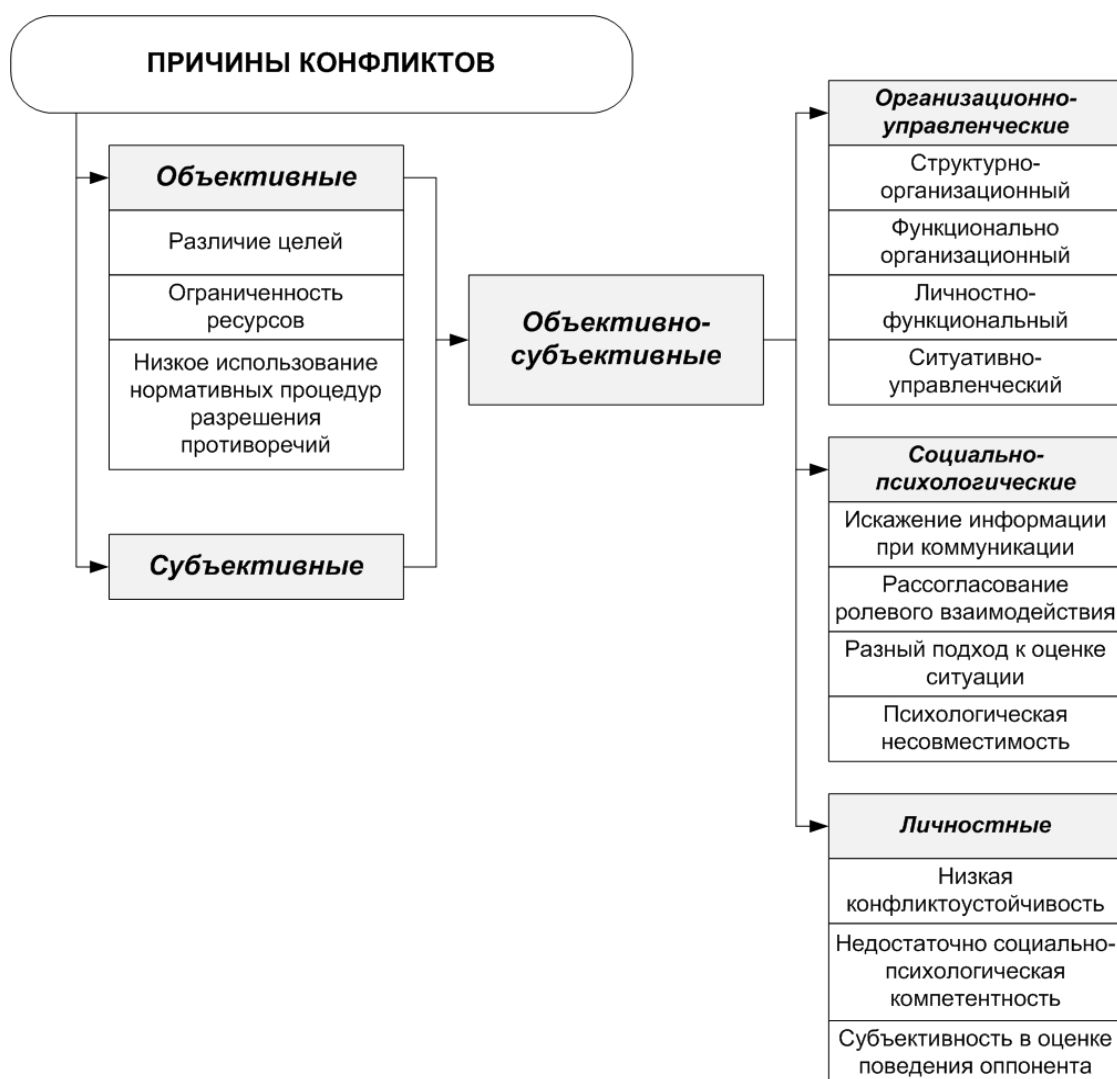
различными людьми ведет себя всегда по-разному, так же, как и разных жизненных этапах у каждого человека выставляются потребности и ценности. К примеру, на производстве то, что сотрудников линейного уровня, совершенно может быть не сотрудников, относящихся к уровню оперативному или корпоративному (более подробно расписано в третьей главе, пункт 3.2) Отсюда и возникают противоречия, однако не следует воспринимать конфликт, как явление носящий разрушающий характер.

Различные определения организационного конфликта, сформулированные отечественными учеными, представлены в таблице 2.

Таблица 2.
Характеристика организационного конфликта

Автор	Определение
Головин В. А. "Отношение сотрудничества и социальная напряженность // Социальная напряженность на производстве"- Обнинск, 1989. - С. 27-31.	Организационный конфликт - одна из форм конфликта в организации, заключающейся в заключении противоречий в отношениях трудового коллектива.
Красовский Ю. Д. Организационное поведение: учебное пособие для вузов – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003, 456 стр.	Организационный конфликт - одна из форм конфликта в организации, заключающейся в заключении противоречий в отношениях трудового коллектива.
Зубкова А. Ф., Ворожейкин И. Е., Кибанов А. Я., Захаров Д. К. Конфликтология: Учебник, 22стр	Организационный конфликт — это нормальное проявление социальных связей и отношений между людьми, способ взаимодействия при столкновении несовместимых взглядов, позиций и интересов, противоборство взаимосвязанных, но преследующих свои цели двух или более сторон.
Практикум по конфликтологии. Емельянов С.М. 3-е изд., перераб. и доп. - СПб.: Питер, 2009.,11стр.	Организационный конфликт определяется столкновением противоположно направленных мотивов личности с группой.

Множество определений понятия «конфликт» является показателем сложности самого явления и существования различных подходов к раскрытию его сущностных признаков. Для выявления системообразующих критериев понятия «конфликт» необходимо провести сравнительный анализ содержания его определений по трем критериям: критерия противоборства, причины возникновения и средства. Данный анализ представлен в таблице 3.



Опираясь на проанализированные выше причины возникновения трудовых конфликтов в организациях, сгруппируем их по ряду оснований можно сделать вывод, что главное в социально-трудовом конфликте является присутствие определенных экономических и предметных интересов, а также соответствующей экономической, политической, трудовой, социальной формации общества. Однако следует учесть, что социально-трудовой конфликт учитывает в себе не только противоречия, связанные с оплатой труда и трудовой деятельностью, но и всю совокупность социально-трудовых отношений в коллективе. Чаще всего социально-трудовые определяются участниками, как борьба за справедливость. Борьба за справедливость не всегда состоит только в справедливости оплаты. Чаще всего такие конфликты возникают из-за того, что из-за трудового распределения, труд некоторых сотрудников в какой-либо момент становится ¹невостребованным, и тогда данная категория сотрудников вынуждена покинуть свои рабочие места, попадая при этом в категорию «бедные» и нуждающиеся в социальной поддержке и защите государства.

Существуют также *личностные* причины конфликтов, которые связаны с индивидуально-психологическими особенностями субъектов конфликтной ситуации. Это может быть низкая конфликтоустойчивость; недостаточная социально-психологическая компетентность; субъективизм в оценке поведения партнера.

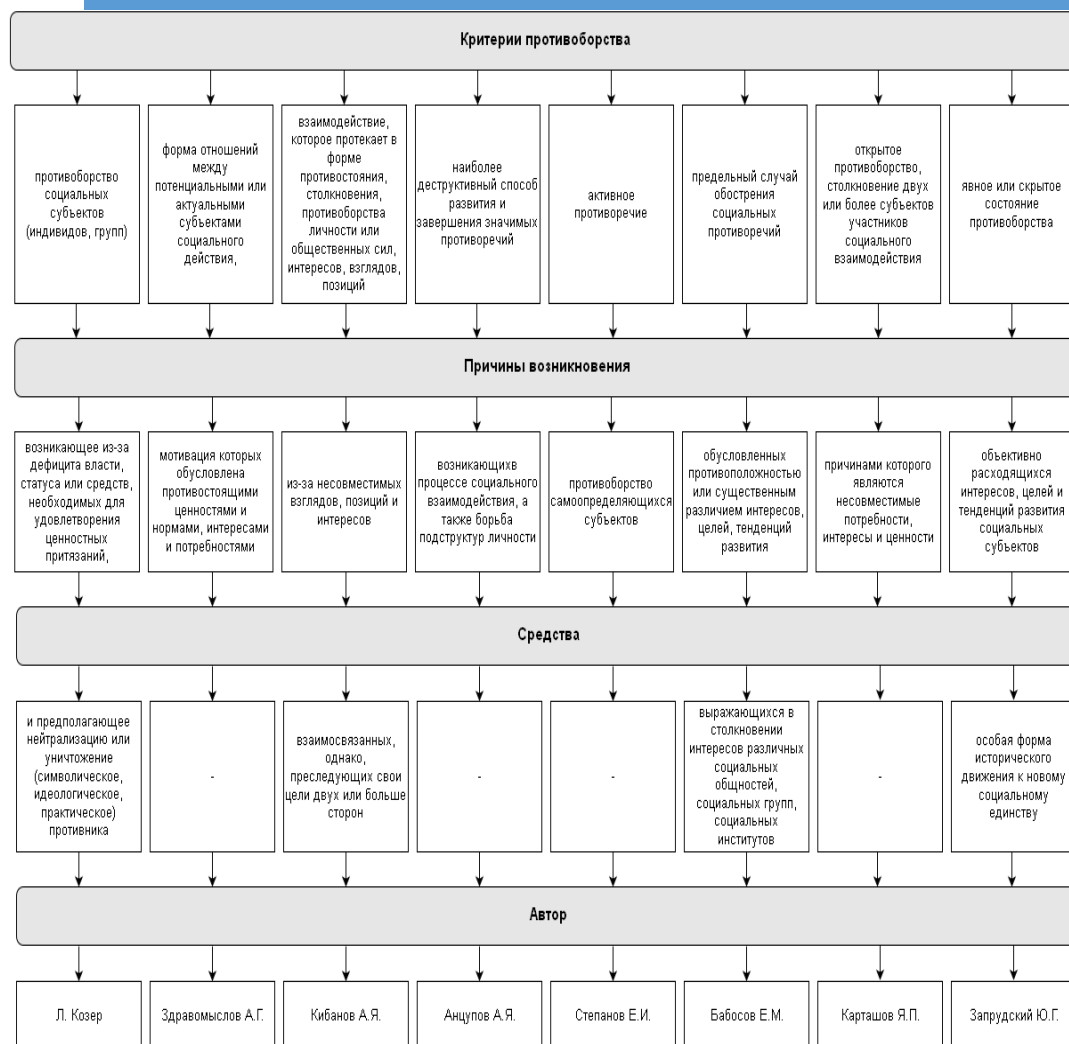


Таблица 3.
Анализ определений понятия «конфликт»



Рис.1 Типология причин трудовых конфликтов в организации

Конфликт в организации необходимо рассматривать как социальный процесс, изменяющийся во времени. Динамика конфликта отражается в ходе (предконфликтный, активного конфликта и завершения конфликта). В зависимости от длительности конфликта можно выделить следующие виды конфликтов: краткосрочные, длительные и затяжные.

В процессе конфликта выделяются периоды. Проводя функциональный анализ трудовых конфликтов в организации можно отметить его двойственный характер. Деструктивное воздействие трудового конфликта проявляется в изменениях системы социально-трудовых отношений, ухудшении социально-психологического самочувствия персонала, в снижении качества совместной трудовой

деятельности и уменьшении сплоченности трудового коллектива. Наоборот, Наоборот, конструктивные функции конфликта способствуют активизации активизации жизнедеятельности социально-трудовой сферы организации, организации, раскрытию нерешенных в ней проблем, актуализации общеорганизационных ценностей и сплочению трудового коллектива под воздействием агрессивных внешних факторов.

Выделяют следующие **принципы управления социально-трудовыми конфликтами на промышленных предприятиях**: принцип системности оценки; принцип систематичности; принцип объективности оценки; принцип научно обоснованного подхода; принцип конфиденциальности; принцип компетентности; принцип эффективности.

Таблица 4

Принципы управления социально-трудовыми конфликтами на промышленных предприятиях.

Принципы	Требования принципов
Принцип системности оценки	Рассматривать и проводить оценку конфликтной ситуации как системы взаимосвязанных и взаимодействующих элементов с учетом цели, содержания, средств, функций, ролей субъектов управленческой деятельности
Принцип систематичности	Проводить мероприятия оценки антиконфликтной деятельности регулярно и в соответствии с целями каждого из этапов технологии
Принцип объективности оценки	Результаты оценивания должны анализироваться при помощи валидных и надежных методик, избегать субъективности оценивания
Принцип преемственности и интеграции мероприятий оценки	Согласовывать мероприятий оценивания, проводимые различными категориями должностных лиц, осуществлять обмен полученными данными, совместное обсуждение результатов
Принцип конфиденциальности	Полученная в результате оценки информация должна использоваться сугубо в управленческих целях и строго ограниченным кругом лиц
Принцип эффективности	Предлагаемые по результатам оценки рекомендации должны быть полезными для совершенствования процесса, для работников, которым предлагаются
Принцип компетентности	Проводящий оценку человек должен быть компетентен, то есть иметь достаточный уровень знаний, умений и навыков в области конфликтологии, управления персоналом, в оценивании эффективности трудовой деятельности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гагаринская Г.П., Калмыкова О.Ю., Фадеева С.З. «Управление конфликтами в организации». – Самара: Самар.гос.техн. ун-т., 2012. – 145-150с.
2. Гагаринская Г.П., Фадеева С.З.: Управление оплатой труда на предприятиях различных форм собственности Самарской области. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2013. – 186-188с.
3. Гагаринская Г.П., Фадеева С.З., Кузнецова И.Г., Нигматуллин Р.Р. Мотивационное управление трудовыми конфликтами и стрессами на предприятии. Научный журнал *Výskumného ústavu ekonomiky a manažmentu* Деловая активность, том 5, номер 2, 2015год. С.18-31
4. Бурков В.Н., Ириков В.А. Модели и методы управления организационными системами. М.: Наука, 1994. С. 135.
5. Бурыхин Б.С. Стимулирование трудового потенциала и трудового вклада работников управления. Томск: Изд-во Томского ун-та, 1991.
6. Щегулина О., Щегулин А. Причины возникновения и типы позиционных конфликтов в организациях рекламной сферы// Управление персоналом и интеллектуальными ресурсами в России – 2015. -№ 1(16). – с.13-19.

РАЗВИТИЕ ТРУДОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ИНДИВИДОВ СТАРШЕГО ВОЗРАСТА

¹Г. П. Гагаринская,¹ Ю. Н. Горбунова, ¹Т. С. Красулина,
² Диана Снулбер

¹Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия

²Университет Генуи, Генуя, Италия

Аннотация:

В статье рассматривается методология создания центра «Институт третьего возраста» рассматриваются особенности реализации стратегии включению в трудовой процесс индивидов старшего возраста. Проводится мониторинг по возрастным категориям населения субъекта Российской Федерации. Обозначены основные

направления подключения в трудовой процесс индивидов старшего возраста.

Annotation The article discusses the methodology for the creation of the center "Institute of the Third Age", the features of the strategy included in the workflow of older individuals. There are monitored age subject of the population of the Russian Federation. The basic directions in the linkage between workflow and older individuals are presented.

Ключевые слова:

Индивиды третьего возраста, мониторинг, модель, социально – трудовые отношения, население, центр.

Key words:

Individuals of the third age, monitor, model, social - labor relations, population, center.

Переход экономики России на инновационный путь развития возможен только посредством создания эффективного механизма управления человеческим капиталом, в котором важная роль отводится его инновационной составляющей. Усложняющийся, вероятностный характер современных экономических условий требует рассмотрения социально-трудовых проблем в динамике, изучения механизмов нововведений в управлении трудовыми ресурсами. Спад производства, высокие темпы инфляции, кризисное состояние многих предприятий и отраслей, ограниченность доступа к кредитованию сдерживают развитие трудовых ресурсов и ограничивают выпуск конкурентоспособного продукта. Ситуация усугубляется значительным сокращением прироста населения за предшествующие два десятилетия, что привело к старению трудовых ресурсов России и повышению доли лиц старше 50 лет в структуре трудовых ресурсов (на 3% за последние 10 лет, притом, что малочисленные поколения только вступают в трудоспособный возраст).

Старение населения сочетается с невысокой продолжительностью жизни и объективно сложившимися недостатками системы образования и здравоохранения, исчерпанием миграционного потенциала стран ближнего зарубежья, ограничивающими возможности привлечения трудовых ресурсов в российскую экономику. Растянувшаяся на десятилетия пенсионная реформа со всеми ее противоречиями и регулярным пересмотром ранее принятых норм, направленная на решение проблемы демографической нагрузки, порождает постоянные изменения на рынке труда, лишь усложняя регулирование и усиливая специфику положения работников старших возрастов. Эти обстоятельства указывают на необходимость специального внимания к управлению трудовыми ресурсами данной категории работников.

Особую значимость приобретают механизмы, создающие предпосылки занятости лиц данной возрастной категории, их участие в расширенном воспроизводстве. Возникает необходимость совершенствования методов и инструментов управления трудовыми ресурсами с учетом возрастной специфики данной категории включая понятийный аппарат экономики труда в приложении к поиску механизмов решения социально-трудовых проблем и оценке результатов инноваций в социально-трудовой сфере.

В то же время, многие вопросы методического и инструментального характера в экономике труда, связанные с изменением и совершенствованием механизмов управления трудовыми ресурсами, их практическое применение в настоящее время недостаточно проработаны в российской науке. Необходимо систематическое изучение данной предметной области, уточнение и дополнение ее методологии и инструментария. Данные обстоятельства актуализируют проблему формирования и совершенствования механизмов управления трудовыми ресурсами посредством инноваций в социально-трудовой сфере, избранную автором для исследования.

В европейских странах централизованные нововведения в социально-трудовой сфере редко позиционируются как инновации, возможно, в силу большей бюрократизации систем государственного управления. Такие сложные комплексы социальных инноваций, как пенсионная реформа во Франции 2010-2016г.г. (попытка повышения пенсионного возраста, обернувшаяся ростом социальной напряженности и частичной отменой реформы), не рассматривались с позиций управления инновациями, что приводит к закономерным проблемам с признанием новых практик. Еще одной сферой активного инновационного процесса, более осознанного теоретически, является перманентная модернизация системы образования в Европе, в первую очередь, развитие дистанционного образования. Другим близким направлением исследования, популярным в Европе, является изучение социальных инноваций в медицине, связанных с новыми подходами к управлению знаниями и изменением социальных практик взаимодействия врачей, клиентов и информационных баз. Многие работающие в этих областях исследователи относят себя к научной парадигме социальных инноваций. В России аналогичный круг проблем исследуется несколькими авторами в рамках концепции управления знаниями (менеджмент), без использования методологии анализа социальных инноваций.

В противоположность зарубежному подходу, в России сегодня понятие социальных инноваций активнее применяется на

теоретическом уровне, для изучения глобальных социальных тенденций. Этот тренд не является маргинальным и на западе, где многие ученые посвящают свою деятельность изучению социальных реформ и революций на макроэкономическом уровне. Доказывая практическую значимость социальных инноваций, многие европейские исследователи говорят о радикальных преобразованиях общества, происходящих вследствие инновационной социальной политики на макроуровне, вплоть до утверждений о переходе от «знаниевого общества» к инновационному обществу. При этом они не уделяют особенного внимания рядовым социальным инновациям, постоянно происходящим во множестве социальных систем более низкого уровня. Схожее сужение смысла социальных инноваций до макроуровневых показателей социальной подсистемы общества свойственно и некоторым исследователям из других стран. Данный подход также использовался Стюартом Когнером, который не применял термин «инновации» (он пишет о «социальных изобретениях»), но заслуживает особого внимания как один из первых исследователей социальных практик в рамках теории управления.

В качестве оснований классификации могут использоваться следующие атрибуты: субъект, внедряющий инновации; объект (свойства человеческих и трудовых ресурсов, подлежащие изменению); соотношение субъекта и объекта. Виды социально-трудовых инноваций по данным основаниям представлены на рисунке 1.



Рис. 1 Классификация социально – трудовых инноваций.

Помимо гендерного состава, на воспроизводство населения значительное влияние оказывает его возрастная характеристика. За двадцать лет возрастная структура претерпела значительные изменения. В 2005 г. наблюдается старение населения, происходящее вследствие длительных демографических изменений, а именно в соотношении рождаемости и смертности, а также миграции. Для того, чтобы оценить потенциальные возможности населения, следует изучить его структуру по трем возрастным группам: лица младше трудоспособного возраста, трудоспособного возраста и старше трудоспособного возраста. Многие ученые пытались определить оптимальную для устойчивого воспроизводства населения возрастную структуру населения, так как соотношение между этими возрастными группами влияют на процессы его воспроизводства. Так советский ученый Б. Ц. Урланис считал, что доля детей, в этой возрастной структуре, должна составлять не менее 20 %, пожилых – не более 15 %, а взрослых – не менее 65 %. В целом по России такое соотношение по данным исследования можно встретить лишь в некоторых субъектах Российской Федерации (15%). В этих регионах имеет место прогрессивный тип воспроизводства населения, и здесь можно судить об активизации воспроизводственных процессов

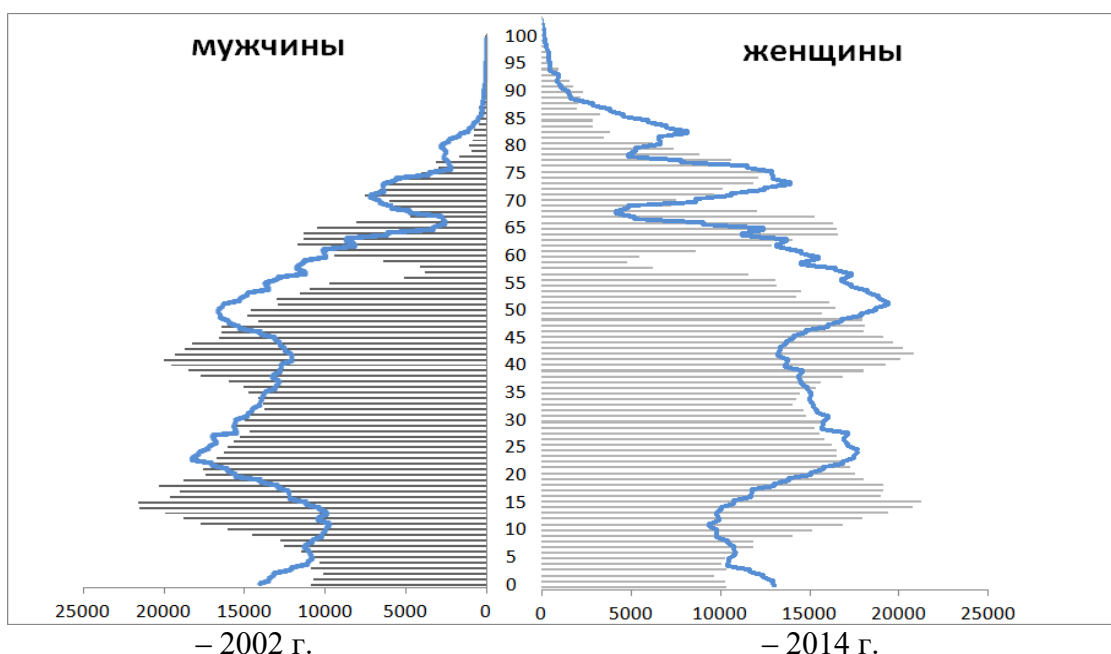


Рис.2. Возрастно-половая пирамида населения Поволжской области 2002г., 2014 г., чел.

Рассмотрим динамику возрастных групп населения Поволжского Поволжского региона. По рисунку 3 видно, что доля возрастной группы группы младше трудоспособного возраста в общей численности населения населения уменьшалась с 26,5% в 1991 г. до 17,2 % в 2008 г., в последующие годы наблюдается незначительное увеличение числа лиц данной группы и в 2014 г. составила 19,5%. Что касается лиц трудоспособного возраста в общей численности населения Оренбургской области, то можно увидеть рост удельного веса данной группы в период 1991-2006 гг. с 55,6% до 62,8 %, начиная с 2007 г. отмечается постоянное снижение и в 2014 г. их доля снизилась до 55,9%.

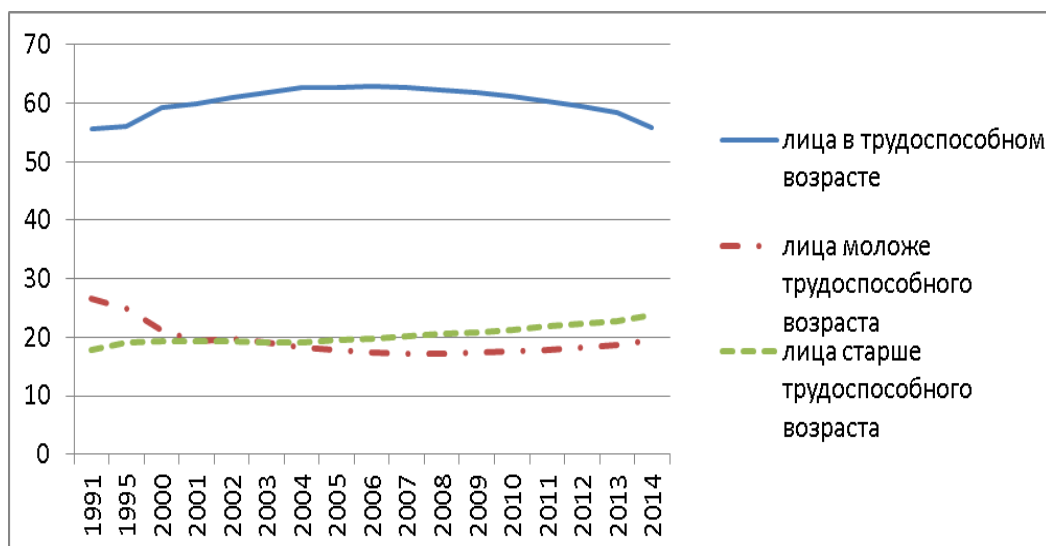


Рис. 3. Динамика возрастных групп населения в общей численности населения за 1991 – 2014 гг., %.

Таблица 1
Коэффициент демографической нагрузки по Поволжскому региону
(на конец года)

Год	На 1000 человек трудоспособного возраста приходится лиц нетрудоспособных возрастов		
	всего	моложе трудоспособного возраста	старше трудоспособного возраста
1990	801	478	323
2000	687	360	327
2005	594	284	310
2010	635	286	349
2011	656	295	361

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

2012	682	307	375
2013	711	321	390
2014	742	334	408
Абсолютный прирост (+/-) 2014 г. к 2013 г.	+31	+13	+18

Рассмотрим структуру численности безработных по возрастным и половым группам Поволжского региона за период 2000-2014 гг. Из рисунка 4. видно, что произошли существенные изменения в структуре безработных. Наиболее многочисленную группу в 2000 г. составляют лица в возрасте 30-39 лет – 32,3% от всего числа безработных, к 2014 г. безработица помолодела на 10 лет, и основная численность безработных приходится на возраст 20–29 лет – 32,1% (среди мужчин – 35,3%, женщин – 28,9%). Доля безработных «до 20 лет» в среднем составляет 3,2%. Таким образом, в структуре безработных по возрастным группам 35,3% приходится на молодёжь, особенно среди сельского населения.

Отсутствие возможности найти достойную работу ведет не только к оттоку молодежи, но и к росту социальной напряженности.

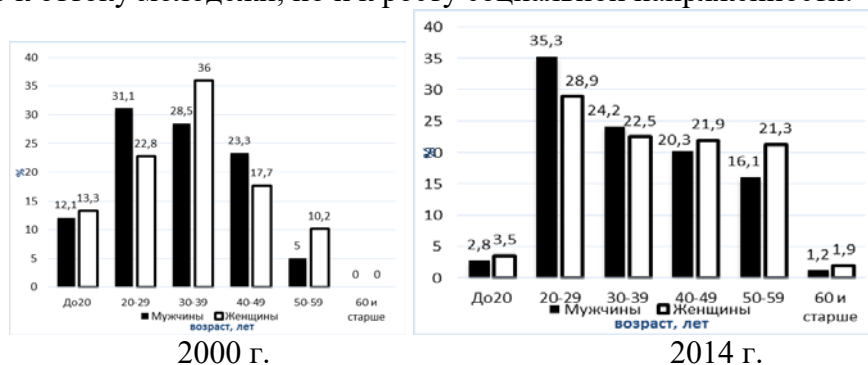
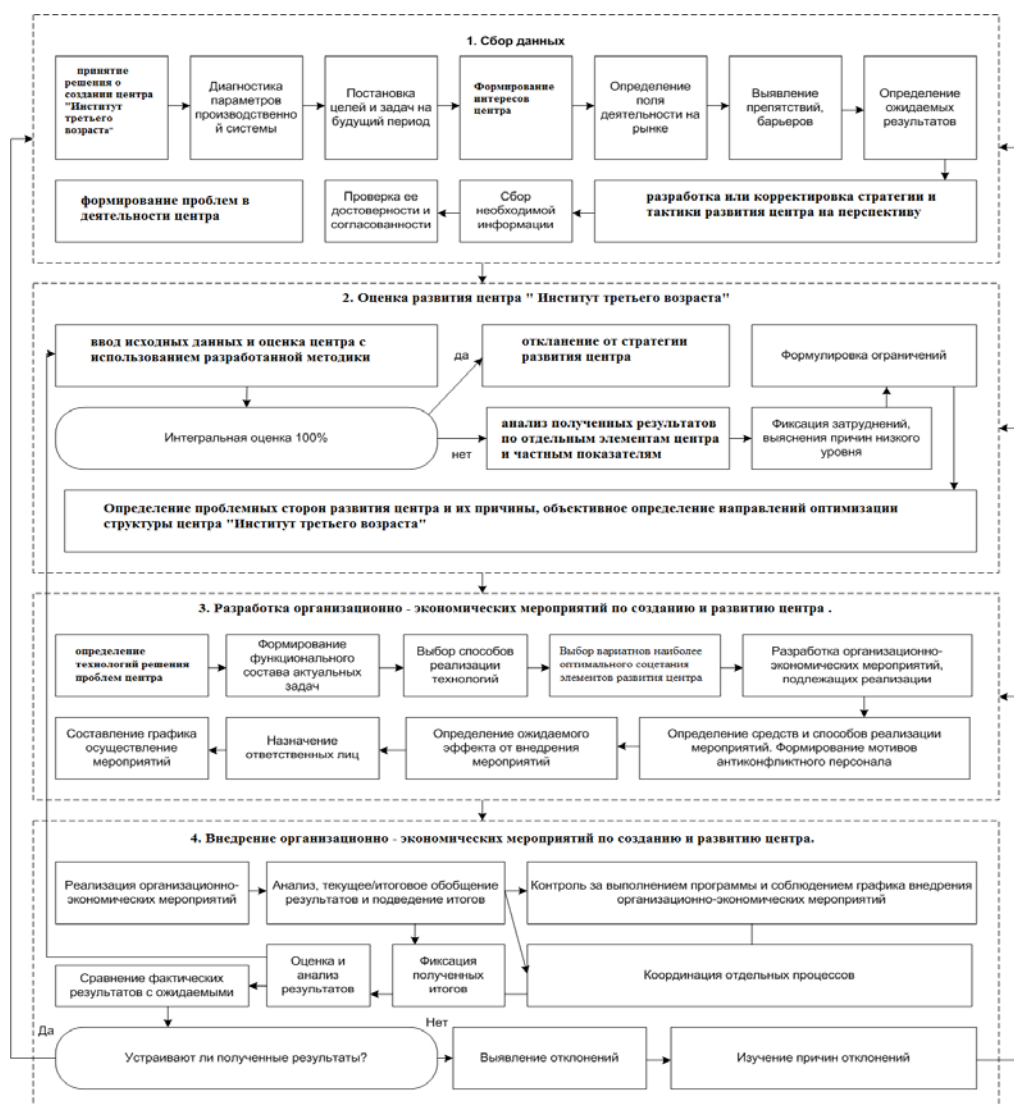


Рис. 4. Структура численности безработных половым группам Поволжского региона.



Рис. 5. Основные направления внедрения социально-трудовых инноваций, учитывая особенности старших возрастов.

Методология создания и развития центра «Институт третьего возраста».



Подводя итог проведенного исследования, необходимо подчеркнуть, что оценка результатов инновационных социальных механизмов представляет собой комплексную методическую проблему. Ее решение возможно лишь в контексте особенностей управления трудовым потенциалом различных категорий

работников, в зависимости от целей инновационной деятельности и и общей политики управления трудовым потенциалом национальной экономики. В российских условиях неоднородность демографической конъюнктуры и неполное воспроизводство поколений поколений предопределяют выбор в качестве наиболее актуального направления исследования состояние трудовых потенциалов старших возрастов, который в меньшей степени используется и развивается. Именно эта неблагоприятная ситуация содержит в себе нереализованный потенциал совершенствования управления трудовыми ресурсами посредством социально-трудовых инноваций.

Одно из направлений внедрения соц. трудовых инноваций, учитывающих особенности третьих возрастов – это методология создания и развития центра.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Blundell R., Bozio A., Laroque G.* Extensive and Intensive Margins of Labour Supply // *Fiscal Studies*, 2013, 34 (1), pp. 1-29.
2. *Empowering people, driving change: Social innovation in the European Union.* – Brussels: European Commission. Bureau of European Policy Advisers (BEPA), 2010.
3. *Каменев И.Г.* 2015. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. 08.00.05 Социально-трудовые инновации как основа управления трудовыми ресурсами старших возрастов / Каменев И.Г. М., 2015 192с.
4. *Гагаринская Г.П.* 2015 Система мотивации и стимулирования трудовой деятельности работников организаций: теоретические и практические аспекты: монография / Г.П. гагаринская, Д.Спулбер, И.Г. Кузнецова. / Самара: Самарский. Гос. тех. Ун-т, 2015 – 146 с.
5. *Акаев А.А.* Современный финансово-экономический кризис в свете теории инновационно-технологического развития экономики и управления инновационным процессом // *Мониторинг глобальных и региональных рисков 2008/2009* / под ред. Д. А. Халтуриной, А. В. Коротаева. М.: УРСС, 2009, С. 141–162
6. Организационно – методические аспекты регулирования регионального рынка труда // диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Горбачева Г.П. Москва 2016.
7. Доклад о развитии человеческого потенциала в Российской Федерации за 2008г. / Под общей редакцией А.Г. Вишневого и С.Н. Бобылева – М., 2009.

8. Конституция Российской Федерации: официальный текст с изменениями, внесенными Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 г. №6-ФКЗ, №7-ФКЗ, 05.02.2014 №2-ФКЗ, от 21.07.2014 №11-ФКЗ – М.: Норма, 2015.

9. *Каменев И.Г.* Социальные инновации и факторы управления человеческим капиталом // Сборник трудов международной научно-практической конференции №2 «Актуальные вопросы экономики и современного менеджмента». Самара: ИЦРОН, 2015. – С.47-57.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

¹*Г.И. Маргаров*, ²*И. Г. Кузнецова*

¹*Национальный политехнический университет Армении,
Ереван, Армения, gmargarov@gmail.com*

²*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия, irkuz@sstu.smr.ru*

Глобализация и международное сотрудничество, основанное на едином образовательном пространстве предполагает существенные преобразования в принципах организации системы образования. Традиционная система образования изначально была ориентирована на получение знаний в целях создания общей и профессиональной эрудиции, в то время как современная система образования должна быть ориентирована на создание индивидуального алгоритма познания с целью формирования критического понимания, исследовательских навыков оперирования информацией и готовности к инновациям. Необходимость сосредоточения усилий на развитии образовательной инфраструктуры в последнее время широко отражается в политике образовательных реформ по всему миру. Например, европейские структуры управления высшим образованием отмечают, что учебные заведения, включая университеты, в первую очередь должны быть ориентированы на совершенствование образовательной среды [1]. В США Национальный центр статистики образования также выделяет образовательную среду в качестве основной проблемы, решению которой все высшие учебные заведения должны обратить особое внимание при формировании своих планов развития [2]. В настоящее

время исследования в области университетского образовательного пространства являются особенно важным для высших учебных заведений, заведений, готовящихся встретить новое поколение студентов, так называемое Поколение Z. Очевидно, что представители разных поколений студентов имеют свои особенности, и им необходимо преподавать именно на основе их характеристик и различий в восприятии [3].

В последние десятилетия информационные технологии (ИТ) все чаще внедряются практически во все сферы человеческой деятельности, обеспечивая беспрецедентный рост эффективности и дружелюбности [4]. Не является исключением и университетская деятельность со своими компонентами образовательной и научно-исследовательской активности. Многие страны в настоящее время рассматривают понимание ИТ и освоение соответствующих базовых навыков и понятий, как важную часть базиса образования, наряду с умением читать, писать и считать. Однако существует, по-видимому, ошибочное представление, что ИТ в целом относятся к компьютерам и связаны с вычислительной деятельностью. К счастью, это не так - хотя компьютеры и их применение играют существенную роль в современном управлении информацией, другие технологии и системы также включаются в явления, которые обычно рассматриваются как ИТ. В конце 1980-х годов, термин “компьютеры” был плавно заменен термином “ИТ”, что означало целенаправленное смещение акцентов с вычислительных процессов на технологии извлечения, хранения и контекстной обработки информации [5].

В большинстве современных университетов основное внимание постепенно смещается на использование существующих ИТ-инструментов для поддержки и совершенствования традиционных форм образовательной деятельности, оставляя за скобками некогда популярную идею глобальной автоматизации всех процессов, в том числе в образовании и научных исследованиях [6]. В целом, применение ИТ в учебном процессе подразделяется на две основные категории: ИТ для образования и ИТ в образовании. Под “ИТ для образования” как правило подразумевают создание специальных средств для целей обучения и преподавания, тогда как “ИТ в образовании” предполагает адаптацию универсальных ИТ-компонентов к нуждам и целям традиционно существующих образовательных процессов.

Сегодняшние студенты являются в основном представителями так называемого Поколения Z (родившиеся в 1995-2010 гг.), растущего в окружении множества технических устройств, виртуальной реальности, источников информации и социальных сетей, таких как Google, Facebook, Twitter и другие. Такие цифровые технологии, естественно, воспринимаются различными поколениями по-своему. Поколение Z, которое иногда называют

информационным поколением (iGeneration), сосредоточено на своих собственных целях и возрастающих потоках информации, полученной источников самой различной природы. Это студенты, которые все более мобильном, глобальном мире Интернета, где люди находятся в контакте в любом месте и в любое время с помощью мобильных устройств (так называемые “цифровые туземцы”). Их восприятие своей работы и подходов к обучению существенно отличается от восприятия так называемых “цифровых иммигрантов” (Поколение Y или даже X), то есть, их родителей и преподавателей, которые позже “иммигрировали” в этот “цифровой” мир и научились пользоваться его благами. Новое поколение студентов делает меньше заметок в классе, в меньшей степени полагается на слуховое восприятие, больше ориентировано на интегральное восприятие визуально-графической информации. К наиболее типичным характеристикам Поколения Z можно отнести [7, 8]:

- Быстрое восприятие информации, быстрая реакция, быстрый отклик;
- Приоритет отдается графическому представлению, а не текстовому;
- Предпочитают печатать, а не писать вручную;
- Получение информации посредством гиперссылок, а не линейно;
- Индуктивное восприятие, готовность пробовать новое;
- Способность быстро менять темы, свобода принятия решения, на какие темы обратить внимание;
- Предпочитают сетевые задачи, работу в группе и быть всегда онлайн;
- Компьютер воспринимают не только как технологию, но и как элементарную часть жизни;
- Многозадачность является формой восприятия в жизни.

Очевидно, что “цифровое” поколение будет отдавать предпочтение “цифровым” инструментам образования, которые говорит с ними на том же родном “цифровом” языке. Это объективная реальность, и преподаватели, которые стремятся к лучшему контакту со студентами обязаны изучать и практиковать эти инструменты, другими словами, должны стать “Цифровыми иммигрантами”. Таким образом, можно сказать, что “родными” для студентов станут те преподаватели, которые будут говорить с ними на родном “цифровом” языке, обеспечивая высокую эффективность образовательных

процессов. Иными словами, владение ИТ-инструментами на сегодняшний день имеет важное значение не только для студентов, но и для и для прогрессивных преподавателей. И, наконец, для достижения наилучших результатов преподаватели и молодые люди должны говорить на одном языке, должны быть представителями единого “цифрового сообщества”.

По определению, можно выделить два больших класса ИТ инструментов: аппаратное и программное обеспечение. Современные ИТ коренным образом изменили практику и процедуры практически всех видов деятельности в бизнесе и управлении. ИТ постепенно вовлекаются в область образования, но их влияние пока не является столь обширным, как в других областях. Образование является очень социально ориентированной деятельностью и его качество традиционно ассоциируется с сильными преподавателями, имеющими высокую степень личного контакта со студентами [9]. Понятно, что ИТ вводит в образование несколько различные модели обучения, которые в основном варьируются в зависимости от используемых аппаратных средств. Эти модели включают в себя электронное обучение (E-Learning), которое обычно ассоциируется с использованием настольных компьютеров для преподавания и обучения на месте или дистанционно, и мобильное обучение (M-Learning), которое включает в себя обучение с помощью беспроводных мобильных устройств, таких как мобильные телефоны, смартфоны, планшеты и современные ноутбуки [10]. ИТ в образовании само по себе ведет к образованию все более ориентированному на студента, что часто создает некоторую напряженность для части преподавателей и студентов. Тем не менее, с миром быстро движущимся в сторону цифровых медиа и информации, роль ИТ в образовании становится все более и более важным, и эта роль будет продолжать расти и развиваться в будущем.

Существующие программные ИТ-инструменты, с точки зрения технологии их использования, можно разделить на две большие группы [11]:

- локальное программное обеспечение, которое устанавливается и используется на персональном компьютере (Offline),
- сетевое программное обеспечение, которое устанавливается на удаленных серверах локальной сети (LAN) или глобальной сети (Интернет) и используется на персональном компьютере или мобильных устройствах в режиме доступа к сети (Online).

Таким образом, в первую очередь возникает проблема выбора - какую из этих групп инструментов выбрать? Естественно, что выбор определяется конкретной формой деятельности, условиями работы, имеющимися

ресурсами и многими другими факторами. Однако можно заметить, мировой практике, в том числе в образовательной деятельности, в время наблюдается устойчивый переход предпочтений к онлайн инструментов. Совершенствование и широкое сетевых (в том числе Интернет) технологий обработки информации, и особенности облачных вычислений и услуг, во многом предопределяют растущую лавину интереса (часто неосознанного) пользователей к сетевым программным решениям. Среди определяющих преимуществ такого подхода можно выделить следующие [5]:

- низкая удельная стоимость использования конкретных необходимых функций,
- отсутствие необходимости прослеживать модернизацию программного обеспечения,
- практическое отсутствие минимальных требований к характеристикам персонального компьютера или мобильного устройства для подключения к сети.

Иными словами, пользователю не придется немедленно платить за программное обеспечение целиком, а только за период времени фактического использования необходимых функций. Совершенно естественно, что модернизацией и совершенствованием программного обеспечения занимается поставщик соответствующих онлайн услуг, освобождая пользователя от необычной для него проблемы. При этом пользователь должен иметь компьютер или мобильное устройство, которое должно всего лишь обеспечить возможность подключения к сети, в частности к Интернет.

Таким образом, можно полагать, что в соответствии с мировыми тенденциями для использования в университетах также предпочтение следует отдавать онлайн инструментам, не забывая при этом, конечно, в случае необходимости об офлайн альтернативах. Принимая во внимание возможные краткосрочные проблемы с доступом к сети некоторые интернет-инструменты, такие как Google Drive, дополнены возможностью локального использования в офлайн режиме, что делает их гораздо более удобным для пользователей. При этом, конечно же, пользователи могут столкнуться с определенным беспокойством по поводу безопасности хранения и обработки личной или корпоративной информации в сети Интернет, и, следовательно, проблемой доверия к поставщикам онлайн услуг. Тем не менее, следует отметить, что провайдеры онлайн услуг, как правило, очень заинтересованы в обеспечении безопасности своих клиентов, так как это в первую очередь является основой расширения их бизнеса.

Вполне естественно, что большинство из этих компаний (особенно крупных), крупных), в отличие от многих университетов, имеют большой штат квалифицированных специалистов в области информационной безопасности и, следовательно, способны решать проблемы безопасности пользователей на более высоком уровне. Тем не менее, пользователи также не должны забывать основные правила безопасной работы в сети.

Современная среда инженерного образования во всем мире в значительной степени затронута ИТ, которые имеют, несомненно, влияет на совершенствование всех видов деятельности и связанных с ними факторов эффективности, среди которых несомненно находятся преподавание и обучение, качество и доступность образования, а также мотивация студентов и преподавателей [12]. ИТ обладают необходимым потенциалом для ускорения, обогащения и углубления результатов обучения, мотивирования и вовлечения студентов, поддержки ассоциацию университетского опыта и практики на рынке труда, обеспечения экономической жизнеспособности выпускников и, наконец, создания условий для поддержки образовательных реформ в университетах. В современном быстро меняющемся мире, инженерное образование имеет жизненно важное предназначение по обеспечению человека возможностью получения доступа к информации и ее применения на практике с использованием ИТ.

Традиционное обучение протяжении многих лет концентрировалось на разработке предметного контента в виде учебников, методических пособий, фиксированных задачников и т.д. Преподаватели при этом направляли учебную деятельность на освоение, укрепление и воспроизводство указанного контента. Вместе с тем, современные передовые подходы все более благоприятствуют созданию образовательных программ, способствующих не только усвоению знаний, но также формированию навыков и компетенций.

Учебные планы начинают ориентироваться на формирование и развитие способностей оперирования больше тем, как будет использоваться информация, чем тем, что информация собой представляет. Новые ИТ способны обеспечить надежную поддержку всех этих требований и в настоящее время существует много удачных примеров разработки образовательных программ на основе результатов обучения, которые демонстрируют эффективность использования преимуществ этих технологий [13]. Интеграция с ИТ может помочь “оживить” сотрудничество преподавателей и студентов, и на этой основе способствовать повышению качества образования путем предоставления адресной поддержки разработки учебных планов в профессиональных предметных областях. Для достижения этих целей, преподавателям необходимо быть вовлеченными в совместные

проекты, которые будут включать педагогическое партнерство с использованием ИТ в качестве инструмента сотрудничества. Для того, ввести ИТ в свою образовательную и жизненную практику должны верить в эффективность технологий, в то, что использование технологий не вызовет каких-либо деструктивных изменений, и, наконец, что они могут иметь полный контроль над технологиями.

ИТ по самой своей природе являются инструментами, которые поддерживают и поощряют независимое самостоятельное обучение. Студенты, использующие ИТ для образовательных целей, погружаются в процесс обучения и наряду с тем, как они все больше и больше используют компьютеры и мобильные устройства в качестве источников информации и познавательных инструментов, неизменно растет влияние технологий на качество образования. В недавнем прошлом, обычный процесс обучения концентрировался на планировании преподавателями и вел студентов через серию последовательных образовательных шагов к получению желаемых знаний. Как правило, новые формы обучения вращаются вокруг запланированной передачи тела результатов обучения (знания, навыки, компетенции), за которой следуют некоторые формы взаимодействия с образовательным контентом в качестве средства закрепления приобретенных знаний и навыков их практического использования.

На самом деле, обучение следует рассматривать как конструирование некоего смысла, а не как простое запоминание фактов. Современные образовательные подходы с широким использованием ИТ-инструментов предоставляют множество возможностей для конструктивистского обучения посредством предоставления и поддержки соответствующих ресурсов, студенто-ориентированных корректировок и обеспечения образовательной связи контента и практики. Передовые преподаватели создают наполненные смыслом и привлекательные практические приемы обучения для своих студентов, стратегически используя ИТ для повышения качества образования. Надлежащее использование ИТ-инструментов студентами может способствовать в свою очередь повышению интереса к вовлечению в процесс обучения, а также получения возможности независимой оценки инновационности и практической направленности предложенных приемов. Таким образом, студенты начинают приобретать важные и востребованные навыки, в которых они будут нуждаться в дальнейшей практической работе.

ИТ увеличивает гибкость доставки образования так, чтобы студенты могли получать доступ к знаниям в любое время и из любого места. Это может позволить лучше подготовить студентов к обучению на протяжении всей жизни, а также существенным образом повысить качество обучения. В дополнение к географической гибкости, образовательные программы, поддерживаемые ИТ, могут также устранить многие из временных ограничений, с которыми сталкиваются студенты с особыми потребностями.

На самом деле один из самых важных вкладов ИТ в области образования, связан с легким доступом к обучению [14]. Посредством использования ИТ, студенты теперь могут просматривать электронные книги, образцы экзаменационных материалов, работы предшествующих лет и т.д., а также могут иметь легкий доступ к консультантам, наставникам, экспертам, исследователям и практикующим специалистам во всем мире. Подобная гибкость повышает доступность своевременного качественного образования для многих потенциальных студентов, которые ранее были ограничены в такой возможности в силу целого ряда обстоятельств. Более широкая доступность наилучшего опыта и лучших образовательных материалов, которую обеспечивает применение ИТ, может способствовать более качественному преподаванию. При этом по аналогии с образованием в любое время для студентов преподаватели также получают возможности обучения в любое время и из любого места.

ИТ могут повысить эффективность инженерного образования в нескольких направлениях, путем облегчения приобретения востребованных результатов обучения, повышения подготовки преподавателей и повышения мотивации студента путем большего вовлечения в образовательный процесс [15]. ИТ-инструменты позволяют комбинировать текст, звук и красочные, даже движущиеся изображения для создания сложного и аутентичного контента, который будет лучше вовлекать студентов в процессе обучения. Можно ожидать, что с таким контентом и подход к обучению студентов будет гораздо более мотивированным. Кроме того, такой образовательный процесс, очевидно, гораздо эффективнее, чем ситуация монотонного монолога в аудитории, когда преподаватель просто читает лекции с трибуны, а студенты просто слушают и делают свои заметки.

В качестве итога можно привести древнюю китайскую пословицу – “Скажи мне, и я забуду; покажи мне, и я, возможно, запомню; вовлеки меня, и я пойму”, которую можно рассматривать как лозунг вовлекающего образования. Именно на использовании ИТ-инструментов основываются идеи современного вовлекающего образования, которое способно существенно повысить эффективность в первую очередь инженерного образования. Принятие и использование ИТ в сфере образования несомненно

оказывают положительное влияние на преподавание и обучение в университетах. ИТ может заметно повлиять на качество образования и обеспечение более широкого доступа к нему. Кроме того, это может повысить гибкость, с тем, чтоб студенты могли получить доступ к образованию независимо от временных, географических и физических барьеров. ИТ-инструменты призваны обеспечить высокий уровень мотивации для преподавателей и студентов, который, в свою очередь, оказывают глубокое влияние на образовательный процесс, обеспечивая новые возможности и перспективы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- [1] I. Abualrub, B. Karseth, B. Stensaker, *The various understandings of learning environment in higher education and its quality implications*, *Quality in Higher Education*, T. 19, № 1, 2013, 90–110
- [2] M. Brown, P. Long, *Trends in learning space design*, *Learning spaces*, 2006, 9.1–9.11
- [3] J. Smith, *Motivating the Generations: Implications for the Higher Education Workplace*, University of Southern Maine, 2015
- [4] P. Zhang, S. Aikman, *Attitudes in ICT Acceptance and use*, In J. Jacko (Ed.), *Human-Computer Interaction, Part I*. Syracuse, NY: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007, 1021–1030
- [5] W. J. Pelgrum, N. Law, *ICT in Education around the World: Trends, Problems and Prospects*, UNESCO-International Institute for Educational Planning, 2003
- [6] H. Beetham, R. Sharpe, *Rethinking Pedagogy for a Digital Age: Designing for 21st Century Learning*, New York: Routledge, 2013
- [7] J. Günther, *Digital natives & digital immigrants*, Innsbruck: Studienverlag, 2007
- [8] K. Worley, *Educating college students of the net generation*, *Adult Learning*, T. 22, № 3, 2011, 31–39
- [9] C. Buabeng-Andoh, *Factors Influencing Teachers' Adoption and Integration of Information and Communication Technology into Teaching*, *International Journal of Education and Development using Information and Communication Technology (IJEDICT)*, Vol. 8, Issue 1, 2012, 136–155
- [10] N. C. Ozuorcun, F. Tabak, *Is M-learning versus E-learning or are they supporting each other?*, *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, T. 46, 2012, 299–305
- [11] P. Rodríguez, M. Nussbaumb, L. Dombrovskaiac, *ICT for education: a conceptual framework for the sustainable adoption*

of technology-enhanced learning environments in schools, *Technology, Pedagogy and Education*, Volume 21, Issue 3, 2012, 291–315

[12] G. Nicholls, *Professional development in higher education: New dimensions and directions*, New York: Routledge, 2014

[13] B. Kanmani, K. M. Babu, *Leveraging Technology in Outcome-Based Education*, *Proceedings of the International Conference on Transformations in Engineering Education*, Springer India, 2015, 415–421

[14] B. Stauber, M. Parreira do Amaral, *Access to and accessibility of education: An analytic and conceptual approach to a multidimensional issue*, *European Education*, T. 47, № 1, 2015, 11–25

[15] S. L. Christenson, A. L. Reschly, C. Wylie, *Handbook of research on student engagement*, Springer Science & Business Media, 2012

АДАПТАЦИЯ СТУДЕНТОВ К УСЛОВИЯМ ОБУЧЕНИЯ

С.Н.Тюменцева, С.Н.Пафенова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы адаптации студентов нефтетехнологического факультета к условиям обучения.

Ключевые слова: адаптация в обществе, контакт с преподавателем, студенты нефтетехнологического факультета.

Введение

Любое обучение, особенно вузовское, является делом не из легких. Одной из важнейших предпосылок успешной учебной деятельности первокурсников является их своевременная адаптация к условиям обучения в вузе, рассматриваемая как начальный этап включения их в профессиональное сообщество. Первый курс может стать точкой опоры для студента, а может привести к различным деформациям в поведении, общении и обучении. Именно на первом курсе формируется отношение молодого человека к учебе, к будущей профессиональной деятельности, продолжается "активный поиск себя". Даже отлично окончившие среднюю школу, на первом курсе не сразу обретают уверенность в своих силах. Первая неудача порой приводит к разочарованию, утрате перспективы, отчуждению, пассивности. От успешности адаптации зачастую зависит дальнейший ход профессиональной жизни человека.

Сложность адаптации при переходе от общего к профессиональному образованию заключается не только в смене социального окружения, но и в

необходимости принятия решения, возникновении тревоги по поводу правильности самоопределения, которое для многих тождественно нахождению смысла жизни. Первые трудности для студента связаны с новыми условиями жизни, с первичной социализацией в вузе. Ведь вместе с присвоением статуса студента молодые люди сталкиваются с рядом трудностей: новая система обучения, взаимоотношения с однокурсниками и преподавателями, проблемы в социально-бытовом отношении, самостоятельная жизнь в городских условиях (для иногородних студентов), недостаточное знание структур и принципов работы университета и возможностей для самореализации в творчестве, науке, спорте и общественной жизни.

Признаками неуспешной адаптации являются снижение работоспособности, усталость, сонливость, головные боли, доминирование подавленного настроения, возрастание уровня тревожности, заторможенность или, напротив, гиперактивность, сопровождающаяся нарушениями дисциплины, систематическое невыполнение домашних заданий, пропуски занятий, отсутствие мотивации учебной деятельности. От того, как долго по времени происходит процесс адаптации, зависят текущие и предстоящие успехи студентов.

I. Адаптация в обществе

1.1 Знакомство с новым коллективом

Одним из немаловажных этапов, которого не избежать, учась в ВУЗе, как известно, является знакомство и общение с новым коллективом. Процесс адаптации учащихся в новом для себя коллективе зависит от обстановки в группе, от ее психологического климата, от того, насколько интересно, комфортно, безопасно чувствует себя учащийся во время уроков, в ситуациях взаимодействия с товарищами и педагогами. Учебный коллектив имеет двойственную структуру: во-первых, он является объектом и результатом сознательных и целенаправленных воздействий педагогов, кураторов, которые определяют многие его особенности; во-вторых, учебный коллектив - это относительно самостоятельно развивающееся явление, которое подчиняется особым социально - психологическим закономерностям.

Особенность студенческой группы первого курса заключается в том, что это ещё не сложившийся коллектив и в нем ещё нет установленных и закрепившихся правил и норм поведения. В этой группе каждый является новым человеком для каждого члена группы. Если в школе учащегося знали много лет, и он уже занимал определённый статус, зачастую не объективный по отношению к нему, то при поступлении в ВУЗ у него есть возможность получить совершенно новый статус и позицию в коллективе.

Каждый член группы принимает участие в установлении правил и норм поведения, и формировании характеристик данной группы. У всех членов нового студенческого коллектива есть возможность проявить себя с самых разных сторон, найти "свое место под солнцем", завоевать авторитет и уважение однокурсников. Существует множество различных критериев проявления личности, такие как: одежда, поведение, поступки, стиль общения, творческие способности, профессиональные способности и т.д. В процессе социализации студентов в вузе имеет место и влияние старших студентов, как референтной группы. Студенты определённого факультета представляют собой группу с определёнными чертами, которые не так выражены в остальном обществе. Когда первокурсники попадают в эту группу, они, пытаясь стать полноправными членами, бессознательно перенимают у старших студентов её характерные черты. Уже в первые недели жизни студентов в вузе можно заметить, что у них появляются ранее не свойственные привычки, манера мышления и даже слова: "лабы" - лабораторные работы, "матан" - математический анализ и т.д. В процессе становления студенческой группы, учащиеся пытаются выявить рождающиеся у них на глазах небольшие подгруппы. Большую роль для каждого студента играет то, к какой категории он относится, в какую группу его можно мысленно отнести: к бедным, богатым, трудолюбивым, разгильдяям и т.д. На первом организационном этапе учебной группы организатором её жизни и деятельности является куратор. Он помогает студентам, адаптироваться к новым для них социальным условиям, заложить основы благоприятного климата в группе, который формируется постепенно в течении всей "совместной жизни" учащихся в вузе. С этой целью куратором, психологом и социальным педагогом проводятся адаптационные тренинги, совместные выезды куда-либо, массовые мероприятия, такие как день первокурсника, КВН, различные концерты и т.д.

Как правило, такая работа, если она проводилась педагогическим коллективом в тесном взаимодействии и с пониманием важности этих мероприятий, приносит заметные результаты, и уже к концу первого полугодия тревожность учащихся первого курса заметно снижается и появляются первые признаки здоровых, успешных коллективов групп.

1.2 Контакт с преподавателем

Помимо освоения в новом коллективе, первокурснику предстоит знакомство с новыми преподавателями, а это процесс не из легких. Ведь к каждому преподавателю нужно найти свой подход, понять его стиль преподавания и отношение к студентам.

В школе каждый учитель преподаёт свой предмет на протяжении многих лет и за этот период времени у него складываются свои

индивидуальные отношения с каждым учеником, а в сфере высшего образования преобладает установка одинакового подхода ко всем студентам.

Контакт преподавателя со студентами бывает логический, психологический и нравственный. Логический контакт - это контакт мысли преподавателя и студентов. Психологический контакт заключается в сосредоточенности внимания студентов в восприятии и понимании ими указанного материала, а также во внутренней мыслительной и эмоциональной активности в ответ на действия преподавателя и поступающую от него информацию. Нравственный контакт обеспечивает сотрудничество преподавателя и студентов. При отсутствии этого контакта, например, в условиях конфликта, познавательный процесс либо затруднен, либо вовсе невозможен.

II. Адаптация к процессу учебы

Переход вчерашних школьников от классно-урочной системы обучения к преимущественно самостоятельным занятиям нередко происходит довольно больно, а зачастую и с большими осложнениями. Не все из них справляются с преодолением этих трудностей и быстро перестраивают привычные формы учебной работы. Вузовское обучение имеет ряд существенных отличий по сравнению со школьным. Более того, некоторые школьные стереотипы учебной деятельности не подходят для вузовского обучения и в некоторых случаях, являются для него препятствием. В этом случае проявляется известное в психологии явление интерференции, когда ранее усвоенные умения и навыки препятствуют успешному осуществлению последующей деятельности и требуют определенной перестройки.

Какие же стереотипы познавательной деятельности студентов, сформированные в школе, затрудняют обучение в вузе и нуждаются в существенной перестройке?

1. Эти трудности проявляются уже в процессе восприятия и осмысления студентами материала, который изучается. В школе основная работа по осмыслению новых знаний происходит на уроке под руководством учителя с использованием разнообразных методов, облегчающих процесс обучения. А домашняя работа учащихся сводилась главным образом к повторению и заучиванию материала.

Школьнику, что выработал стереотип режима учебной деятельности на уроке, приходится с первых дней преодолевать его в вузе. Это приводит к тому, что большинство первокурсников слабо владеют логическими операциями по осмыслению изучаемого материала, и учебный процесс в вузе вынужден в значительной мере опираться на репродуктивное мышление первокурсников, что не дает возможности принимать оптимальные решения в

нестандартных ситуациях и легко адаптироваться в условиях деятельности. Усвоение знаний у них сводится преимущественно к чтению материала по учебнику или конспектом лекции. При этом студенты стараются не столько понять материал, сколько запомнить его.

В этой связи работа по обучению студентов технологии учебной деятельности должна содержать раскрытия закономерностей и методических приемов восприятия и осмысления изучаемого материала.

2. Влияние стереотипов школьного обучения в значительной мере проявляется в организации учебной работы с повторения и закрепления материала. Система школьного обучения построена таким образом, что объяснения нового материала и его закрепления объединяются в единое целое самой структурой урока. В вузе же синхронность между сообщением новых знаний и их закреплением в большей степени отсутствует. Кроме того, изложение материала во время лекции и его закрепления на практических или семинарских занятиях часто разделены длительным промежутком времени. Поэтому в вузе работа по осмыслению и усвоению теоретического материала, который преподается в лекции, должна синхронизироваться с процессом самостоятельной внеаудиторной работы и сопровождаться его глубоким осмыслением и самоконтролем. От того, насколько правильно организуется эта работа, зависит глубина и прочность знаний студентов.

3. Специфика вузовского обучения во многом обусловлена отсутствием систематического текущего контроля над качеством усвоения знаний. В средней школе, как известно, контроль над учебной работой и усвоением изучаемого материала осуществляется на каждом уроке.

В вузе же, где нет ежедневной проверки знаний, выпускники школ получают в этом отношении большую свободу действий. Происходит резкое изменение, а точнее разрушения, тех стереотипов отношений с преподавателями, которые годами складывались в средней школе. Чувствуя себя достаточно свободными от педагогического контроля, многие из первокурсников подменяют регулярную работу по усвоению знаний эпизодическими, бессистемными занятиями, что ведет к отставанию. Появляется искушение ничего не делать или делать все в последний день, не успевая. Такая система учебной работы не обеспечивает должной подготовки студентов.

4. Чрезвычайно важное значение для успешного обучения в вузе имеет правильная организация самостоятельной работы студентов по расширению и углублению своих знаний. Учебные занятия в вузе, в том числе лекции, имеют по отношению к процессу усвоения знаний только учредительный, ориентирующий характер. Лекция играет роль фактора, который направляет самостоятельную творческую деятельность студентов, и ее нельзя рассматривать как главный источник знаний. Студентам необходимо самим активно приобретать знания различными путями: работать с учебником,

дополнительной литературой, научными первоисточниками и т.п. Однако этих навыков будущие студенты в школе не получают. Дополнительная литература, которая изучается школьниками, состоит только из небольшого количества первоисточников. Именно этим можно объяснить неумение большинства выпускников самостоятельно работать над углублением и расширением своих знаний. Безусловно, было бы неправильно считать, будто первокурсник совсем не готов к вузовскому обучению. Однако того, что он знает и что умеет, как правило, очень мало для успешного обучения в вузе. Первокурсника необходимо учить учиться - это бесспорная истина.

Профессиональная адаптация в условиях вуза является процессом формирования у студентов интереса к избранной профессии, стремление в совершенстве овладеть ею. Такая адаптация предусматривает овладение полным объемом знаний, умений и навыков по профессии, методике и логике науки. Профессиональное формирование студента успешно осуществляется в том случае, если оно основывается на интересе, наклонностях и способностях молодого человека к определенной профессии.

Ещё одно немаловажное отличие вузовского обучения заключается в том, что в конце каждого семестра наступает момент, которого так боятся подавляющее большинство студентов - экзаменационная сессия. Первая сессия для студента первокурсника — это практически всегда шок. В начале сентября она кажется какой-то далекой и почти ненастоящей. Многие студенты первокурсники прилежно посещают первую неделю учебное учреждение, но потом начинают: бездельничать, играть в крестики нолики во время пар и даже прогуливать. Само собой, это не катастрофа, так как один, два дня большой роли не сыграют, но время летит незаметно, и начинающий прогульщик вдруг обнаруживает, что уже декабрь, зима и скоро Новый год, а значит скоро зачетная неделя и хуже того - сессия! И вот тогда появляются проблемы, начинается лихорадочный поиск конспектов, контрольных, рефератов и шпаргалок.

Каждый студент переживал первую сессию, и это чувство всем знакомо. Любой экзамен - стресс для человека, а тем более, если ты студент первого курса. Волнения и переживания учащихся вполне оправданы, ведь в случае неудачной сдачи сессии, студенты лишаются стипендии и могут быть отчислены. К тому же, если в успешной сдаче школьных экзаменов заинтересованы и сами преподаватели, которые всегда помогут сдать экзамен и в крайне редких случаях отправят учащегося на пересдачу, то в сдаче экзаменов во время сессии заинтересован только сам студент.

III. Адаптация к новым условиям жизни

При поступлении студента в вуз, происходят значительные изменения в условиях его жизни. Сформированный за 11 лет привычный уклад учебного

процесса кардинально меняется и возникает необходимость мириться с произошедшими изменениями и привыкать к ним. К каким же условиям приходится адаптироваться первокурсникам?

Во-первых, новый маршрут до места учебы. Если школа чаще всего находится недалеко от места проживания учащегося и до неё можно дойти пешком, то до вуза, как правило, приходится преодолевать более тяжелый путь. Этот путь может включать в себя поездки на автобусах, метро, электричках и снова автобусах, а ещё и пешком пройти придется. К тому же, время, затрачиваемое на преодоление маршрута до вуза, значительно отличается от времени, затрачиваемого на прогулку до школы. А ведь после окончания пар придется опять повторять весь пройденный маршрут, только в обратном порядке. И так каждый раз. Кроме того, не избежать и дополнительных финансовых затрат на проездные.

Во-вторых, расписание и продолжительность пар. За 11 лет учащийся привык к тому, что уроки начинаются с самого утра, т.е. с первого урока, далее проходит установленное количество уроков и во второй половине дня он свободен. А поступив в вуз, студент сталкивается с непривычной для него расстановкой пар. Ведь учебный день может начинаться как с первой пары, так и с третьей или четвертой, и заканчиваться они могут как в 12 часов утра, так и в 5-7 часов вечера. Привычные уроки по 40 минут тоже остаются в прошлом. На смену им приходят пары по полтора часа (1,25 минут). А это в два раза длиннее, чем обычный школьный урок. И к такой смене привычного уклада учебного дня тоже нелегко привыкнуть.

Но тяжелее всего приходится иногородним студентам, которым не только приходится адаптироваться ко всем стандартным изменениям в условиях их жизни, связанных с поступлением в вуз, так ещё перед ними возникает непростая проблема проживания в студенческом общежитии или в снимаемой квартире (комнате). С момента поселения студента в общежитие у него начинается "испытание свободой". Уехав от родителей, студент получает полную свободу, практически безграничную, можно делать что угодно: иди, куда хочешь, гуляй, где и с кем хочешь, и за твоей учебной деятельностью тоже следить никто не будет - такая вольность опьяняет. Но ведь свобода - это и самостоятельность. Самостоятельность как обязанность самому о себе позаботиться.

Здесь человек учится самостоятельности в широком понимании этого слова. Ведь рядом нет ни родителей, ни привычной обстановки. И не остается другого выхода, как самому принимать решения по тому или иному случаю и быть ответственным за эти решения. Самому отвечать за поступки, слова и действия. Самому выстраивать отношения с новыми людьми: как правило, комнаты комплектуют без учета личностных качеств человека, без учета его темперамента и характера. Надо жить в одной комнате с людьми, о

существовании которых ты никогда и не подозревал, налаживать с ними контакт, выстраивать отношения. Не зря говорят: общение - это одно, а жизнь под одной крышей - совершенно другое. Ведь все мы разные, каждый создает свой микроклимат, у каждого свои привычки и особенности: свое понимание порядка, выстраивание личной жизни, по-своему готовит, убирает и все остальное.

А когда заканчиваются припасы еды, привезенные из дома, да и деньги, потраченные на ветер, появляется паника: ведь поддержки ждать неоткуда. Родители далеко, и не сможешь просто зайти домой и съесть то, что приготовила мама. Тут начинается бремя испытаний. Оно включает в себя и подсчет денег, и первые утомительные (с непривычки) стирки, и первые муки на кухне, когда уже живот начинает болеть от того, что не ел давно, а у тебя ничего не получается. Такая ситуация очень сильно давит на нервы. Но со временем ко всему приспосабливаешься и привыкаешь. А когда, после тяжелых трудовых будней тесная компания собирается вечером в комнате с гитарой, и все весело общаются все проблемы отходят на второй план.

IV. Адаптация студентов 1 курса СамГТУ к условиям обучения 2002-2016 годов

В СамГТУ в 2001-2016 годах был проведен анонимный опрос студентов нефтетехнологического факультета на 1 курсах. Было опрошено 97 человек. Анкетирование проводилось по 14 (15) вопросам:

Цель учебы	02/03 уч. год	03/04 уч. год	04/05 уч. год	07/08 уч. год	08/09 уч. год	09/10 уч. год	11/12 уч. год	13/14 уч. год	14/15 уч. год	15/16 уч. год
А) диплом, а не знания	0	0	0	3	5	0	1	0	4	1
Б) знания не повредят, главное диплом	11	4	7	17	11	7	3	4	3	13
В) знания и диплом важны одинаково	40	38	42	29	29	61	35	25	54	34
Г) знания важнее диплома	43	48	49	41	47	16	5	5	6	8
Д) главное знания, диплом – как свидетельство	43	48	49	41	47	15	68	38	33	44

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1. Профессиональный выбор										
А) полностью разочарован в выборе	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1
Б) думаю, что сделал не лучший выбор	0	0	0	3	0	3	2	0	0	5
В) есть сомнения в выборе	3	2	4	15	8	10	6	3	10	12
Г) думаю, что мой выбор удачен	25	26	30	38	25	37	19	28	35	33
Д) уверен в правильности своего выбора	72	72	66	44	65	49	85	41	55	49
2. Хотели бы вы работать по специальности?										
А) нет	3	1	0	5	2	6	2	1	4	2
Б) да, при наличии возможности	34	28	32	41	37	21	19	17	23	29
В) буду добиваться этого	63	71	68	54	61	72	91	54	73	69
3. Какой диплом вы бы хотели получить по окончании университета?										
А) инженера	32	34	32	5	73	76	37	22	42	15
Б) бакалавра	57	56	60	63	8	2	9	19	18	25
В) магистра	11	10	8	32	19	22	66	31	40	60
4. Сессия										
А) уверен, что не сдам	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1
Б) скорее всего не сдам	10	3	5	5	2	7	24	3	0	1
В) может быть сдам, может нет	26	15	20	22	10	10	34	31	14	32
Г) уверен, что сдам	21	34	40	32	47	72	51	38	86	66
5. Удовлетворенность своим положением в группе										
А) не удовлетворен	5	4	3	2	0	0	6	2	4	1

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Б) в меньшей степени удовлетворен, чем не удовл.	11	9	8	2	3	3	23	1	4	
В) в большей степени удовлетворен, чем не удовл.	32	35	41	20	83	30	82	18	20	29
Г) полностью удовлетворен	50	52	48	76	14	66	1	51	72	67
6. Отношения с преподавателями										
А) отношения плохие	0	0	0	0	2	0	0	1	0	1
Б) отношения в большей мере плохие, чем хорошие	3	2	4	5	3	5	1	1	1	4
В) отношения в большей мере хорошие, чем плохие	40	46	51	32	47	50	46	19	27	25
Г) отношения хорошие	57	52	45	63	48	45	65	51	72	70
7. Каким образом Вы бы хотели отчитываться за получаемые знания?										
А) в экзаменационную сессию	0	0	0	2	11	3	5	7	7	8
Б) частями в семестре	77	75	82	93	40	79	87	51	63	72
В) комбинированно	23	25	18	5	49	18	20	14	25	20
8. Отношение к дисциплине «химия»										
А) мне непонятно, зачем нам преподают химию	0	0	0	7	5	9	1	3	4	5
Б) учу, потому что надо	21	19	25	24	38	24	24	22	18	31
В) понимаю, что нужно изучать химию	79	81	75	68	57	66	84	47	78	64
9. Сколько времени вы ежедневно готовитесь к занятиям										
А) 0ч.	5	2	6	5	16	24	17	4	10	9
Б) 1ч.	31	30	36	27	48	48	52	13	34	26
В) 2ч.	40	35	38	46	22	22	24	34	38	47
Г) 3ч. и больше	24	33	20	50	22	14	19	21	18	18
10. В чем вы испытываете трудности при изучении материала										
А) плохо понимаю лекции, учебник	0	5	10	7	3	24	12	6	6	7
Б) на лекция все понятно, но при	55	45	62	41	70	46	19	22	32	19

ЭКОНОМИКА НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ответах материала не помню										
В) другие причины (плохая память, например)	13	24	8	7	11	10	4	31	8	32
Г) не испыт. трудностей	32	26	20	45	16	19	47	14	54	42
11. Имеете ли вы заработок во внеурочное время?										
А) нет	85	92	96	0	93	90	97	56	80	80
Б) да, более ..	15	88	4	7	10	10	15	16	20	20
12. Стали бы вы учиться в вузе, если бы армия была бы на контрактной основе?										
А) да	89	87	85	89	87	87	82	48	77	72
Б) нет	4	2	9	89	87	12	4	10	21	22
В) да, но не в этом вузе	7	1	6	2	13	0	7	0	2	6
13. Мешает ли учебе ваше здоровье?										
А) да, часто	3	4	7	5	3	10	6	4	7	5
Б) иногда	11	15	11	22	22	20	42	14	13	18
В) редко	67	65	58	32	33	48	37	20	34	43
Г) нет	19	16	24	31	42	12	27	34	46	34
14. Удовлетворены ли Вы своими бытовыми условиями?										
А) не удовлетворен								2	1	3
Б) в большей мере неудовлетворен, чем удовлетворен								2	7	5
В) в большей мере удовлетворен, чем неудовлетворен								20	34	23
Г) полностью удовлетворен								48	58	69

Заключение

Итак, в СамГТУ с 2001/2002 учебного года по сегодняшний день, проводится анонимный опрос студентов – первокурсников нефтетехнологического факультета. В этом году было опрошено 97 человек. Анкетирование проводилось по 15 вопросам.

Был проведен анализ анкетирования.

Около половины всех студентов (44%) считают, что главное знания, диплом – как свидетельство, в то время, как в прошлом году в основном для них знания и диплом были важны в одинаковой мере.

В этом году учащиеся сделали выбор осознанно и уверены в правильности и удачливости своего профессионального выбора (82%). Однако усомнившихся в правильности выбора студентов стало больше, чем в предыдущие годы.

Из 3-го вопроса видно, что 69% студентов нацелены добиваться того, чтобы работать по выбранной профессии, это говорит об их целеустремленности, настойчивости и напористости.

Из 4-го вопроса, который гласит «Какой диплом вы бы хотели получить по окончании университета?» - в большей степени (60%) студенты ответили дипломы магистра, это означает, что современное поколение заинтересовано в получении более глубоких знаний.

По сравнению с прошлыми годами количество студентов в этом году, считающих и сомневающих, что точно не сдадут следующую сессию, приравнялось к 2%. В то время, как раньше количество таких студентов колебалось от 2 до 24%. Большинство, а именно 66% учащихся, твердо уверены, что справятся с предстоящей сессией. Мнение 32% студентов сводится 50 на 50: сдадут или нет. Большая доля студентов, считающих, что все сдадут, говорит об их уверенности в своих силах и знаниях, а также стремлении продолжать учиться и получать новые знания.

67% студентов полностью удовлетворены своим положением в группе. Число неудовлетворенных составляет 4%, что в 2 раза меньше, чем в предыдущем году. Можно сделать вывод о том, что студенты быстро приспосабливаются к новому коллективу и новой обстановке.

Один из главных вопросов – это вопрос об отношениях с преподавателями, потому что хорошие взаимоотношения между студентом и преподавателем создают условия для получения крепких знаний и формируют здоровую атмосферу в коллективе. Опрос показал, что на сегодняшний день 70% студентов находятся в хороших отношениях с преподавателями. Это на 2% ниже по сравнению с прошлым годом, однако, данный результат выше, чем во все предыдущие. Из этого следует, что отношения между студентами и преподавателями за последние годы улучшилось.

72% студентов считают, что удобнее было бы отчитываться за полученные знания частями в семестре, нежели в конце отчитываться за весь материал сразу. Эти показатели выше, чем в предыдущие 3 года.

Относительно отношения к дисциплине «химия» 64% понимают, для чего нужно учить химию. По сравнению с 2014/2015 учебным годом показатели снизились.

26 и 47% студентов ежедневно тратят на выполнение домашнего задания от одного до двух часов, а 9% не готовятся к занятиям вообще. В среднем этот показатель не резко отличается от данных, собранных за предыдущие годы.

42% опрошенных не испытывают трудности при изучении материала, что говорит о хорошей базе, которую они получили в школе, а также об умных и талантливых учениках. Однако, по сравнению с предыдущим годом количество студентов, испытывающих те или иные трудности при изучении материала, возросло.

80% учащихся не работают во внеурочное время, что подтверждает наличие свободного времени на изучение материала. Этот показатель идентичен по сравнению с предыдущим годом.

Статистика показала, что 72 % студентов стали бы учиться в вузе, если бы армия была на контрактной основе, и лишь 22% не стали бы учиться. Это говорит о том, что наличие военной кафедры не является главной причиной поступления в ВУЗ.

34% утверждают, что здоровье не мешает им заниматься учебой. На протяжении всех лет данный показатель ни разу не превысил 50%, что серьезно заставляет задуматься о способах поддержания здоровья студентов.

69% студентов полностью удовлетворены бытовыми условиями. С каждым годом число таких учащихся растет, что лишний раз говорит о том, что у студентов есть возможность заниматься учебой.

Обобщив сказанное выше, можно сделать вывод, что нынешние студенты: более уверены в своих силах и знаниях, в себе; более целеустремленные, общительные; легко и быстро приспосабливаются к новому коллективу и к новой обстановке; находятся в хороших взаимоотношениях с преподавателями. Видим существенный рост числа студентов, не готовящихся к занятиям, несмотря на то, что для них созданы все условия: не работают, имеют хорошие бытовые условия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алдашева А А* Особенности личностной адаптации в малых изолированных коллективах: Автореф. дис. канд. псих, наук.- JL, 1984. 19с.
2. *Валеева НШ, Пейсахов НМ.* Психологическая модель высшей квалификации и её роль в управлении учебным процессом. // Психологическая служба в вузе: Сборник статей/ Научн. редактор Пейсахов Н.М.-Казань: Изд-во казанского ун-та, 1981. -240с.

3. *Глоточкин АД.* О личностной, социально—психологической адаптации Актуальные психолого—педагогические проблемы обучения и воспитания в школе и вузе//Сборник науч. Тезисов/ под ред. НА Амшанникова Тверь: Тверской гос. ун-т, 1994. - 148с.

4. *Голованова НФ.* Общая педагогика. Учебное пособие для вузов. СПб.: Речь, 2005. -317 с.

5. *Клюев АВ., Урсу И.С.* Ценностные и профессиональные ориентации современной студенческой молодёжи: социологический аспект// Управленческое консультирование. -2008. -№1. -с.165-174.