

РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТОВ ЭМУЛЬГАТОРОВ-СТАБИЛИЗАТОРОВ ДЛЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С УЛУЧШЕННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ

The Development of Emulsifier-Stabilizer Agents for Drilling Mud with Refined Quality

Invert-emulsion drilling mud shows the best correlation with well drilling conditions under long-distance removal from the vertical. The article considers some of the ways to develop emulsifier-stabilizer agents for the invert-emulsion mud refinement and the ways to enhance the performance of well drilling under hydrocarbon deposit development.

Р.А. Исмаков,
Уфимский
государственный
нефтяной технический
университет

При бурении скважин со сверхдальними отходами на месторождении Одопту-море острова Сахалин применялся буровой инвертно-эмульсионный раствор (БИЭР), разработанный специалистами ОАО «СахалинморНИПИ-нефть». Он представляет собой функциональный аналог импортного раствора Enviromul, приготовленного на основе реагентов отечественного производства.

Основой БИЭР является комплекс неионогенного эмульгатора Эмультала, ионогенного стабилизатора СМАД-1М и регулятора фильтрационных и реологических свойств органоглины VG-Plus. Стабилизатор СМАД-1М представляет собой окисленную смесь церезина и масла непостоянного состава, что затрудняет регулирование свойств раствора в промысловых условиях. Кроме того, как смазывающая добавка, он не обеспечивает необходимого снижения липкости фильтрационной корки. Поэтому стоит вопрос о его замене более эффективным реагентом. В качестве заменителя реагента СМАД-1М нами разработан новый реагент комплексного действия под названием БУР-1 для технологических жидкостей, применяемых в бурении и капитальном ремонте скважин [1] (пат. РФ № 2271378). Состав реагента

был подобран экспериментально. В качестве составных частей рекомендованы керосин (ТУ 38.601—2270—97), дизельное топливо (ГОСТ 305—82) и окисленная смесь парафинов, нафтеновых и ароматических углеводородов в соотношении 2:3:4 соответственно (ГОСТ 10585—99).

При получении реагента к 20 % керосина или дизельного топлива прибавляется до 100 % названная смесь по массе, которая нагревается до 75...80 °С и перемешивается в течение 0,5...1,0 часа. Реагент представляет собой темно-коричневую жидкость с температурой застывания 16...20 °С и предназначен для обработки глинистых, полимерглинистых и эмульсионных растворов. Влияние добавок реагента БУР-1 к глинистому раствору на липкость его корки, измеренной на приборе КТК-2, показано в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что обработка глинистого раствора реагентом БУР-1 позволяеткратно уменьшить липкость фильтрационной корки. Аналогичные результаты были получены при обработке полимерглинистого раствора с целью устранения затяжек инструмента. После добавки 1% реагента липкость корки снизилась с 0,23 до 0,11, и затяжки прекратились.

Таблица 1. Влияние реагента БУР-1 на липкость фильтрационной глинистой корки

Состав раствора	Параметры раствора			Липкость корки после времени контакта в мин			
	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водотодача, см ³ /30 мин	5	10	15	20
Глинистый раствор (ГР)	1,05	35	8	0,18	0,27	0,42	0,44
ГР+1% БУР-1	1,05	38	10	0,18	0,19	0,23	0,27
ГР+2% БУР-1	1,05	38	10	0,07	0,09	0,12	0,16

Реагент БУР-1 позволяет заменить в инвертно-эмульсионном растворе только один компонент, а не весь комплекс реагентов. В результате поиска более дешевого эффективного реагента в УГНТУ был предложен реагент эмульгатор-стабилизатор С-1 (патент РФ № 2201950 от 08.02.2002), который был успешно применен при бурении скважины с отходом 7000 м.

Реагент С-1 представляет собой продукт взаимодействия кубового остатка производства жирных кислот и триэтаноламина в соотношении (4...5):1 и растворитель (дизельное топливо или керосин). Соотношение компонентов по массе: продукт взаимодействия кубового остатка производства жирных кислот и триэтаноламина — 57,9...85,0%; растворитель — 15,0...42,1%. Реагент С-1 получают путем нагревания до 120...150°C и перемешивания при атмосферном давлении в течение 4...8 часов в среде растворителя. Основным недостатком реагента С-1 является присутствие в нем непрореагировавшего кубового остатка производства жирных кислот (КОСЖК), который образует с триэтанолламиновыми сложными эфирами соли, ухудшающие стабилизирующую способность реагента в области температур ниже 50 °C. Это приводит к высокой фильтратоотдаче и к низкому показателю несущей способности инвертной эмульсии, приготовленной на основе реагента С-1, и к расходу дополнительных реагентов-стабилизаторов.

Поиск путей устранения названных недостатков реагента С-1 привел к созданию нового реагента-стабилизатора РЭС-Т [2] (патент РФ № 2236286), позволяющего комплексно решить задачу повышения эмульгирующей способности, термостойкости, эффективной вязкости, понижения фильтратоотдачи инвертной эмульсии и улучшения антифрикционных свойств фильтрационной корки.

Названные преимущества предлагаемого эмульгатора-стабилизатора позволяют получить термоупрочняющиеся инвертно-эмульсионные растворы, которые повышают свою вязкость с повышением температуры и поэтому предпочтительны для использования в качестве буровых промывочных жидкостей в скважинах с высокими забойными температурами, какими являются скважины, бурящиеся на шельфе острова Сахалин. Поэтому в качестве критериев для рекомендуемого состава эмульгатора-стабилизатора приняты максимумы термостойкости и коэффициента температурного разжижения.

Состав разрабатываемого инвертно-эмульсионного раствора должен быть конкуренто-

способным не только по стоимости, но и по основным показателям его свойств. Причем он должен иметь эти преимущества не только в объемном состоянии, но и при переходе его в фильтрационную корку. Ниже рассматриваются результаты исследования особенности изменения показателей свойств базовой и предлагаемой инвертных эмульсий при переходе их в фильтрационную корку, проведенные совместно с А.Я. Соловьевым и Р.А. Валитовым. Процесс перехода моделировался ступенчатым изменением водосодержания (В) в эмульсии.

Нижняя граница водосодержания инвертной эмульсии принята равной 70 %, так как при этом его значении начинают резко увеличиваться реологические и структурно-механические свойства эмульсии, что определяет нижний порог уплотнения ее фильтрационной корки [3]. Верхняя граница водосодержания должна быть больше 80 %. Достигнутое на практике предельное водосодержание равно 96 %. С учетом дестабилизирующего действия температуры, предельное водосодержание может быть принято около 85 %. Взяв 5% запас на действие прочих дестабилизирующих факторов, приходим к конечному водосодержанию 80%. Соответственно для испытаний готовились пробы инвертной эмульсии с водосодержанием 70, 75 и 80 %.

Аналогично выберем уровни варьирования концентрации C_p реагента эмульгатора-стабилизатора, исходя из обеспечения агрегативной устойчивости эмульсии. Промысловый опыт применения эмульсий при глушении скважин [3] показывает, что минимально необходимая концентрация стабилизатора в инвертно-эмульсионной жидкости глушения составляет 1,5%. Это значение может быть принято за нижний уровень варьирования C_p , так как используемое в жидкостях глушения водосодержание колеблется от 70 до 80 %, что входит в выбранный нами диапазоном его изменения. Основываясь на тех же данных, верхний уровень концентрации реагентов принимаем равным 3%. Тогда окончательно уровни варьирования фактора концентрации реагентов примут следующие значения: 1,5; 2,25 и 3%. Для условный месторождения Одопту-море термостойкость должна быть не ниже 90 °C.

Используя выбранные уровни факторов, был поставлен полнофакторный эксперимент с инвертными эмульсиями, дисперсионной средой которых было дизельное топливо, а дисперсной фазой — водный раствор CaCl_2 плотностью $\rho = 1,2 \text{ г/см}^3$. Было изучено влия-

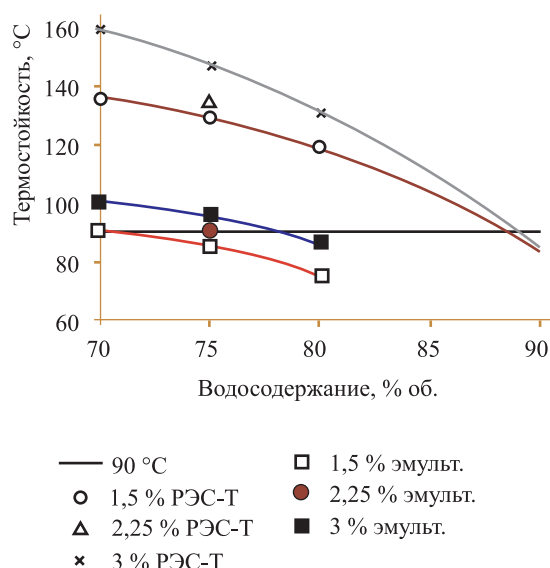


Рисунок 1. Влияние водосодержания и концентрации реагентов на термостойкость инвертных эмульсий

ние водосодержания (B) и концентрации реагентов (C_p) на термостойкость (T_c), ПНС и фильтратоотдачу инвертных эмульсий при переходе их из объемного состояния в фильтрационную корку.

Результаты изучения влияния водосодержания и концентрации реагентов на термостойкость представлены на рисунке 1. Горизонтальная прямая 1 соответствует минимально необходимой термостойкости T_{cmin} эмульсий. По точкам пересечения зависимостей T_c от B с прямой T_{cmin} определялось предельное значение водосодержания ($B_{пр}$). Из рисунка 1 следует, что по термостойкости инвертная эмульсия на основе Эмульта удовлетворяет требованиям только при концентрации больше 1,5%. Реагент РЭС-Т позволяет получить более термостойкие инвертные эмульсии при меньшей рабочей концентрации реагента (меньше 1,5%) и со значительно большим предельным водосодержанием. Предельное водосодержание инвертной эмульсии на основе РЭС-Т составляет около 88...89%. Это существенно выше аналогичного показателя инвертной эмульсии на основе Эмульта, предельное водосодержание которого при $C_p = 3\%$ составляет около 78%. Следовательно, реагент РЭС-Т предпочтительней для стабилизации инвертных эмульсий.

Верхняя граница диапазона водосодержания (80%) инвертной эмульсии в случае использования РЭС-Т может быть получена при концентрации реагента менее 1,5%, тогда как в случае инвертной эмульсии на основе Эмульта

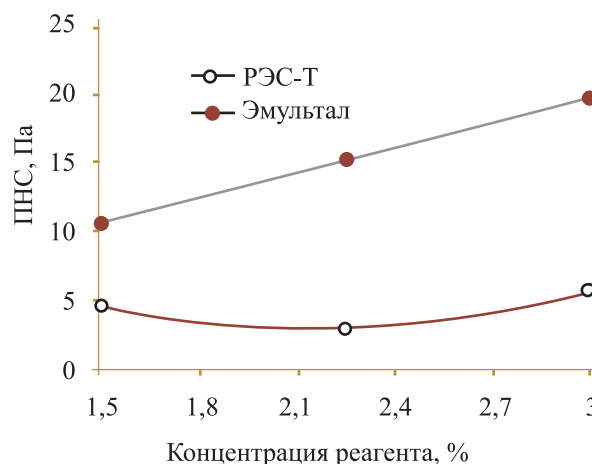


Рисунок 2. Влияние концентрации реагентов на предельное напряжение сдвига инвертной эмульсии в модели фильтрационной корки

ла концентрация реагента должна быть не менее 3,4%.

Таким образом, проведенные исследования показали, что по параметрам термостойкости и предельного водосодержания удовлетворяет концентрация реагента РЭС-Т в инвертной эмульсии до 1,5%.

Изучение влияния концентрации водосодержания и температуры на предельное напряжение сдвига (ПНС) инвертных эмульсий выполнено применительно к оценке сопротивления сдвигу фильтрационной корки на тех же пробах эмульсий. Эксперименты выполнены на ротационном вискозиметре Rheotest-RV2, предназначенном для определения вязкости широкого класса жидкостей по методу коаксиальных цилиндров. Чувствительность измерительной системы вискозиметра позволяет надежно определять напряжения в области скоростей сдвига от 3 до 18 c^{-1} при температуре до 90 °C включительно. Методика исследований и их результаты подробно изложены в [3]. Поэтому ниже приведены только их основные результаты.

На рисунке 2 приведена частная зависимость ПНС от концентрации реагентов в инвертной эмульсии при водосодержании 80 % и температуре 70 °C.

Из рисунка 2 видно, что ПНС модели фильтрационной корки инвертной эмульсии на основе реагента РЭС-Т кратно ниже, чем модели корки инвертной эмульсии на основе реагента Эмульта. Зависимость ПНС от C_p инвертной

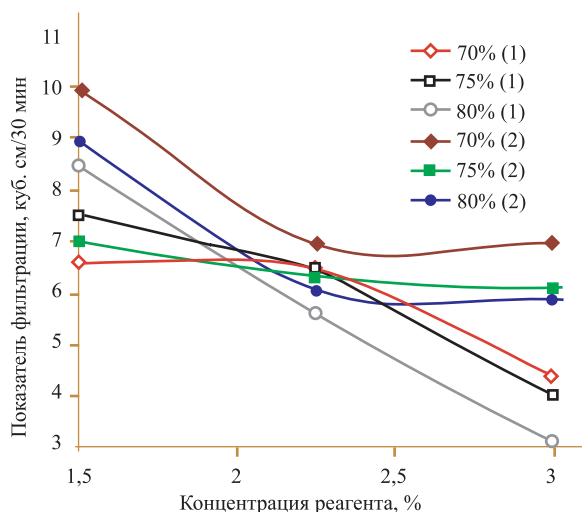


Рисунок 3. Влияние концентрации реагентов РЭС-Т (1) и Эмультал (2) и водосодержания в инвертных эмульсиях на показатель их фильтрации

эмульсии на основе реагента РЭС-Т имеет минимум при концентрации реагента 2,25%.

Полученные закономерности изменения ПНС от названных выше факторов позволяют определить оптимальную концентрацию РЭС-Т в исходной инвертной эмульсии с точки зрения минимизации ПНС модели фильтрационной корки. Для эмульсии с реагентом РЭС-Т оптимальная концентрация реагента соответствует области с минимальным градиентом ПНС по водосодержанию и максимальным по температуре, которая находится в области от 2,0 до 2,5%. Значение ПНС в этой области при температуре корки 70...90°C составляет 1,8...3,0 Па.

Таким образом, следует ожидать существенного уменьшения сопротивления спуска и вращению буровой и обсадных колонн на наклонных и горизонтальных участках скважины в случае применения ИЭР, приготовленного на базе реагента РЭС-Т, за счет снижения сил трения в контакте колонн и фильтрационной корки бурового раствора.

Изучение влияния концентрации реагентов и водосодержания на показатель фильтрации инвертных эмульсий выполнялось на приборе ВМ-6 по стандартной методике.

Результаты изучения приведены на рисунке 3. Из рисунка 3 видно, что в области концентраций реагентов $C_p < 2,25\%$ их влияние на показатель фильтрации отличается несущественно.

При применении реагента Эмультал показатель фильтрации по мере увеличения концентрации реагента вначале снижается, а затем стабилизируется на уровне 6...7 см³/30 мин, тогда как при применении реагента РЭС-Т с увеличением концентрации реагента показатель фильтрации устойчиво снижается и при концентрации $C_p > 2,5\%$ становится существенно ниже, чем при применении реагента Эмультал. При этом величина показателя фильтрации для $C_p = 3\%$ при применении РЭС-Т составляет 3...4,5 см³/30 мин, т.е. снижена по сравнению с базовой эмульсией в 1,5...2,0 раза.

С учетом вышеизложенного и условий бурения скважин со сверхдальним отходом на месторождении Одопту-море был предложен следующий состав ИЭР для его промысловых испытаний. Опытный раствор (ОИЭР) включал дизельное топливо и водный раствор CaCl₂ плотностью $\rho = 1,2$ г/см³ в объемном соотношении 1:1, а также 2,25% РЭС-Т и дополнительно барит до плотности раствора $\rho = 1,17$ г/см³. Состав базового раствора БИЭР был приведен выше. Показатели свойств базового и опытного растворов приведены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что опытный инвертно-эмульсионный раствор существенно превосходит базовый по показателям фильтрации и несущей способности.

Опытный инвертно-эмульсионный раствор, разработанный на основе реагента РЭС-Т, прошел опытно-промышленные испытания на скважинах ОАО НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». Он применялся при бурении скважин на Северный купол месторождения Одопту-море как с северного куста (скв. №№ 204, 209, 211, 212, 210, 208), так и с южного куста (скв. №№ 205, 215). Всего с применением разработанного ОИЭР было пробурено девять скважин в период 2001—2004 гг. со значительным экономическим эффектом [4, 5].

Таблица 2. Показатели свойств инвертно-эмульсионных растворов

Раствор	Плотность, г/см ³	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига, Па	Несущая способность, с ⁻¹
БИЭР	1,14	4,8	33,0	7,2	218
ОИЭР	1,17	2,8	9,2	14,2	698

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. 2271378 РФ. Реагент комплексного действия для технологических жидкостей, применяемых в бурении и капитальном ремонте скважин / Р.А. Валитов, Г.В. Конесев, В.А. Докичев, Р.А. Мулюков, М.С. Юнусов, Р.А. Исмаков и др. — Оpubл. 10.03.06.

2. Пат. 2236286 РФ. Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий и способ его получения / А.Я. Соловьев, В.А. Благовещенский, В.А. Докичев, Р.А. Валитов, Р.А. Исмаков и др. — Оpubл. 20.09.04, Бюл. № 26.

3. Совершенствование качества буровых эмульсионных растворов применением реагентов комплексного действия / Соловьев А.Я. // Дисс канд. техн. наук. — Уфа. — 2003. — 241 с.

4. Технология проводки горизонтальных скважин на примере месторождения Одопту-море (Северный купол) / Р.А. Валитов, Р.А. Исмаков // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. — Уфа. — 2004. — № 2. — С. 61—66.

5. Высококачественные инвертно-эмульсионные буровые растворы для пологих скважин / А.Я. Соловьев, В.А. Докичев, Г.В. Конесев, Ф.Н. Янгиров, Н.З. Байбулатова, Р.А. Мулюков, Р.А. Валитов, Р.И. Алимбеков, Джан Вэй Му // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. — Уфа. — 2004. — № 2. — С. 67—73.



**Исмаков
Рустэм
Адипович,**
начальник НИЧ
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
с. н. с., к. т. н., Почетный
работник газовой промышленности
РФ, Ученый секретарь
Южно-Уральского отделения
Академии горных наук.
Тел.: (3472) 42-08-32

www.ogbus.ru

Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М., Комкова Л.П., Мамаева О.Г.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ
ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫХ РЕАГЕНТОВ —
РАЗЖИЖИТЕЛЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_5.pdf

Производимые в Финляндии реагенты Borgesol CLS, FCR и FCL сходны с отечественными окзиллом и ФХЛС.

Технология предварительной подготовки зарубежных реагентов заключается в создании водно-щелочных растворов. Вспенивающая способность таких растворов в бентонитовых суспензиях повышенная и умеренная в естественных глинистых растворах. Для совместного использования с реагентом Borgesol подходит отечественный пеногаситель - Пентор 2001.

Следующим ограничением при применении зарубежных хром-и феррохром-лигносульфонатных реагентов являются среды с повышенным содержанием ионов кальция. В глинистых растворах, утяжеленных железорудным концентратом, следует отдавать предпочтение разжижителям Borgesol CLS и FCR.

Помимо основного назначения исследуемые реагенты положительно влияют на уменьшение липкости корки, сформированной из нарабатываемых буровых растворов Западной Сибири.

Петров Н.А., Конесев Г.В., Коренько А.В., Давыдова И.Н.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОКСАЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ КОМПЛЕКСНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_4.pdf

Применение окселей в виде добавок в глинистые растворы приводит к повышению показателей бурения и качества вскрытия продуктивных пластов.

Первое достигается за счет уменьшения трения в контактных зонах «металл-металл» и «металл-глинистая корка».

Второе связано с гидрофобными свойствами адсорбционных пленок из окселей на поверхности кварцевых песков, разрушение прочно связанных водных граничных слоев в каналах коллектора.

Однако при использовании окселей в малых концентрациях (до 1—3%) и окселей совместно с катионными поверхностно-активными веществами (КПАВ) происходит усиленное пенообразование, как искусственных (из глинопорошка), так и естественных (нарабатываемых на скважинах) буровых растворов. В этом случае активное азирование буровой промывочной жидкости предупреждается добавлением традиционных пеногасителей. Высокую пенообразующую способность комплексной добавки оксаль + КПАВ в дисперсные системы можно выгодно использовать при приготовлении технологических растворов пониженной плотности в процессе освоения скважин.

Петров Н.А., Конесев Г.В., Коренько А.В., Давыдова И.Н.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЖИДКОСТНЫХ
ВАНН НА ОСНОВЕ ФЛОТОРЕАГЕНТА —
ОКСАЛЬ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**

http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_3.pdf

Флотореагент-Оксаль марок Т-66, Т-80, Т-92 рекомендован в комбинации с солевыми и кислотными видами жидкостных ванн для ликвидации всех категорий наиболее часто встречаемых на практике прихватов. Антифрикционные свойства оксала существенно лучше, чем у американских противоприхватных реагентов. Скорость пропитки оксалом увлажненной пористой средыкратно выше, чем нефтью и соизмерима с традиционной ванной из нефти и поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Оксаль вызывает трещинообразование в глинистой корке в результате обезвоживания ее диоксанами спиртами, но в то же время снижает показатель фильтрации за счет пептизации глинистых частиц в поровом пространстве.

Пленки оксала на металлической поверхности проявляют удовлетворительные ингибирующие свойства в соляной кислоте и хорошие — в глино-кислоте.

Новые комплексные технологии применения утяжеленных жидкостных ванн из окселей с ПАВ позволяют воздействовать все вышеописанные положительные свойства.

Фокеева Л.Х.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ
ТРАЕКТОРИИ И ДЛИН
СТВОЛОВ МНОГООСТВОЛЬНЫХ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ
КОЛЛЕКТОРА**

http://www.ogbus.ru/authors/Fokeeva/Fokeeva_1.pdf

Проведено гидродинамическое моделирование и установлен ряд закономерностей притока жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам. Разработаны рекомендации по выбору оптимальной траектории и длин стволов. Предложено геолого-экономическое решение задачи определения оптимальной траектории и длин стволов с учетом особенностей коллектора. Рассмотрены вопросы бурения многоствольных скважин на нескольких пластах или горизонтов.

www.ogbus.ru



3 декабря 2006 года исполнилось 70 лет профессору кафедры «Нефтегазопромысловое оборудование» Уфимского государственного нефтяного технического университета Абубакиру Ахмадулловичу Ишмурзину

Абубакиру Ахмадулловичу Ишмурзину — 70 лет

А.А. Ишмурзин родился 3 декабря 1936 года в селе Сайтбаба Гафурийского района Башкирской АССР. Окончил в 1959 году Уфимский нефтяной институт по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» с присвоением квалификации горный инженер. По окончании вуза до поступления в аспирантуру в 1969 году работал в производственном объединении «Башнефть». В 1971 году закончил очную аспирантуру Московского института нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина. Доктор технических наук.

А.А. Ишмурзин известный в стране специалист по проблемам добычи и транспорта многофазных жидкостей. Разработал и внедрил на нефтяных промыслах энергосберегающую технологию добычи нефти с учетом многокомпонентности продукции нефтяных скважин. Создал варианты насосного оборудования, обеспечивающие перемещение многофазных жидкостей с использованием энергии попутного нефтяного газа; разработал методологию определения содержания газа и воды в подъемной колонне.

Автор тридцати четырех изобретений, которые легли в основу технологии добычи многокомпонентной жидкости из малодебитных нефтяных скважин. В 2005 году ему присвоено звание «Заслуженный изобретатель Республики Башкортостан». Им опубликовано более ста научных трудов, в числе которых четыре учебных пособия, четыре монографии.

Награжден почетной грамотой Министерства топливной и энергетической промышленности.

Поздравляем юбиляров