

2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16-20.
3. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. № 4. С. 64-67.
4. Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 11. С. 36-47.
5. Ивановский В.Н. Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин: дис. ... докт. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1999.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование / под общ.ред. В.Н. Иванова: Учеб. для ВУЗов. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006 - 720 с.
7. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Кривенков С.В. Влияние на наработку установок электроприводных центробежных насосов подачи и частоты вращения насоса при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 58–64.
8. Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Поносов Е.А., Красноборов Д.Н. К вопросу о создании оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 11. С. 80-83.
9. Ивановский В.Н., Кузьмин А.В., Матвеев А.В. и др. О возможности использования алюминиевых сплавов для изготовления ступеней ЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 5. С. 33-39.
10. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янгулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 9. С. 48-55.
11. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Герасимов И.Н. и др. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 4. С. 20-24.
12. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В. и др. Автотехнолог - виртуальный расходомер // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RUS 2016618641
13. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Донской Ю.А., Якимов С.Б. Прогнозирование как способ борьбы с отложением солей в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 26-29.
14. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 5. С. 24-33.
15. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Шатров А.С., Кокарев В.Н., Монастырский Н.И. Ступени центробежных насосов для добычи нефти с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным керамико-полимерным покрытием // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 68-73.
16. Пекин С.С., Янгулов П.Л. Получение рабочей характеристики ЭЦН при влиянии вязкости добываемого флюида // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 66-71.
17. Пятов И.С. Технология ТвР – возможность для применения углеродных керамикоподобных материалов в нефтяном машиностроении // Бурение и нефть. 2016. № 4. С. 60-63.
18. Трулев А.В., Сабиров А.А., Сибирев С.В. Новые погружные центробежные насосы со ступенями из серого чугуна в двухопорном исполнении // Инженерная практика. 2017. №5. С. 80-82
19. Черняк Д.А., Ивановский В.Н. Возможности частотного регулирования серийных погружных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2007. № 12. С. 40-43.
20. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2008. №9. С. 33-39.
21. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Елисеев Д.Б., Айгишев Е.В. О влиянии фракционного состава абразивных частиц в добываемой жидкости на виды износа деталей электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 11. С. 32-40.
22. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Булат А.В. Новый подход к выбору насосного оборудования и режима его работы в осложненных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 52-55.
23. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 84–98.
24. Якимов С.Б., Шпортко А.А., Сабиров А.А., Булат А.В. Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электроцентробежных погружных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2008. № 12. С. 74-77.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИЗОТОПНОГО И МОЛЕКУЛЯРНОГО СОСТАВА ГАЗОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д. Ш. Измайлова

Научный руководитель – старший преподаватель С.В. Фадеева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Знание особенностей изотопного и молекулярного состава газа чрезвычайно важно с позиций организации добычи, промышленной подготовки и выбора направления его дальнейшей переработки.

Компонентный и изотопный состав определены для 5 устьевых проб газа, представляющих попутный нефтяной газ залежей верхнеюрских отложений (Кулгинское, 141 пласт Ю1-1), нижней юры (Солоновское, 43 пласт Ю14; Кулгинское, 145), и отложений коренного палеозоя (Арчинское, 42 и Южно-Табаганское, 137).

Анализ проб газа проводился на газовых хроматографах Кристалл 5000.2 и Кристалл 2000М. На хроматографе Кристалл 5000.2, оснащенный модулем ЗДТП (3 детектора по теплопроводности) определяли состав углеводородной части C₂-C₅ и углекислый газ, метан, азот и кислород, водород и гелий. Определение углеводородов состава C₆+высшие проводилось на хроматографе Кристалл 2000М, оснащенный пламенно-ионизационным детектором (ПИД), капиллярной колонкой НР-1 (30 м × 0,319 мм × 3,00 мкм). Количественный расчет хроматограмм проводился при помощи программы Хроматэк Аналитик (версия 2.5). Газохроматографическое определение компонентов газа проводилось в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008 (Метод А).

Таблица 1

Компонентный состав проб газа района исследования

Содержание, % мольные	Месторождение				
	Арчинское	Кулгинское	Кулгинское	Солоновское	Южно-Табаганское
	42 скв.	145 скв.	141 скв.	43 скв.	137 скв.
	Pz	-	Ю1-1	Ю14	М1-1
N+редкие газы	0,00	1,96	1,26	0,00	0,21
CO ₂	2,95	1,16	0,88	1,98	3,26
CH ₄	87,09	80,18	84,67	62,35	48,64
C ₂ H ₆	4,98	5,71	5,43	11,52	16,23
C ₃ H ₈	2,96	6,50	4,13	13,19	18,77
i- C ₄ H ₁₀	0,51	1,21	1,24	2,78	3,46
n- C ₄ H ₁₀	0,87	2,15	1,15	5,01	5,73
i- C ₅ H ₁₂	0,24	0,52	0,40	1,00	1,26
n- C ₅ H ₁₂	0,25	0,46	0,28	1,20	1,09
C ₆ + высшие	0,14	0,15	0,56	0,96	1,36

Основными факторами, влияющими на состав попутного газа, являются тип нефтематеринского органического вещества и его катагенез, а также процессы преобразования в залежи – водная промывка, химическое и биохимическое окисление.

Как видно из таблицы 1 и рисунка по соотношению изомеров изо и нормальных бутанов и пентанов среди исследованных газов резко выделяется образец из верхнеюрской залежи (пласт Ю1-1) Кулгинского месторождения. Многочисленные исследования растворенных в нефти газов различных залежей Томской области [2] показали, что нефти, генерированные морским органическим веществом (баженовского и палеозойского типов), содержат газ, в котором отношение изобутана к нормальному бутану меньше 0,5 - 0,6. В нефтях, генетически связанных с неморским окисленным органическим веществом, это соотношение больше 1,2.

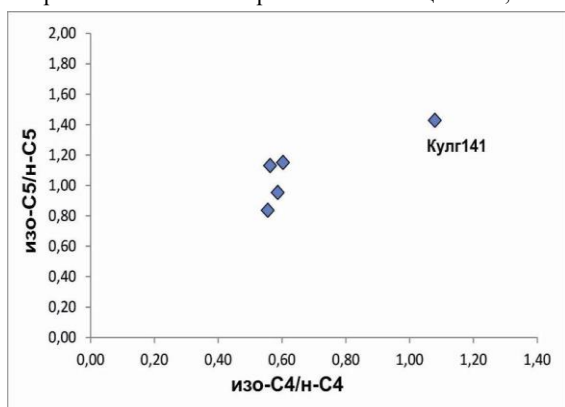


Рис. Изомерный состав бутанов и пентанов исследованных растворенных в нефти газов

принято считать. Это может указывать на наличие на месторождении межрезервуарных (межпластовых) перетоков и, следовательно, наличие разломов, ловушек, разрывов и трещин. Вполне возможно, что эти разломы делят залежь на блоки со своими ВНК, газовыми шапками и т.д.

Для углекислого газа, метана и газовых компонентов состава C₂-C₅ проведено измерение изотопного состава углерода. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения изотопного состава углерода компонентов проб газа

Месторождение	Скв.	Инт. перфорации, м	Пласт	δC13, ‰					
				Двуокись углерода	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	n-Бутан
Арчинское	42	2550,0 – 2567,0	Pz	-8,79	-41,69	-32,42	-31,22	-31,16	-30,38
Кулгинское	145	2974,0 – 2978,0	-	-11,99	-44,67	-32,21	-31,07	-30,94	-30,71
Кулгинское	141	2638,0 – 2640,0	Ю1-1	-12,65	-48,38	-34,69	-33,04	-30,52	-31,03
Солоновское	43	2904,0 – 2950,0	Ю14	-18,31	-47,09	-34,17	-32,70	-32,34	-32,65
Южно-Табаганское	137	3003,0-3012,0	М1-1	-12,03	-43,41	-31,96	-30,89	-30,65	-30,28

Изотопный состав углерода широко используется для различных геохимических построений [2, 3]. Это обусловлено тем, что он отражает, с одной стороны, генетическую природу нефтегазоматеринского органического вещества, а с другой, течение процессов катагенеза.

Как видно из полученных результатов (таблица 2) самым тяжелым изотопным составом метана и двуокиси углерода характеризуется газ Арчинского месторождения (скв. 42). Также, как и по компонентному составу среди исследованных газов выделяется образец Кулгинского месторождения (скв. 141), залежь которого находится в верхнеюрском коллекторе (пласт Ю1-1). По изотопному составу метана, а также этана и пропана этот образец газа является самым легким. Он также отличается по изотопному составу и от пробы газа с другого объекта этого месторождения.

Таким образом, выявление генезиса и понимание природы образования газовых флюидов, являются ключевыми для разработки месторождений. Эти знания можно использовать наряду с геофизическими и гидродинамическими исследованиями, для выбора оборудования в процессе бурения, вывода на режим эксплуатации, а также в процессе определения границ залежи и продуктивной части пласта, подсчета запасов углеводородов.

Литература

1. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005а. – № 8. – С. 810-816.
2. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 180с.
3. Galimov E.M. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock. *Cemical Geology*. – 1988. – Vol. 1. – № 3. – p. 77-95.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАРУБЕЖНЫХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ

С.Е. Калашников

Научный руководитель – доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважина - это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в нее людей, поперечные размеры которой незначительны в сравнении с длиной.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным раствором), называется цементированием скважины; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня.

Элементы конструкции скважины (рис. 1):

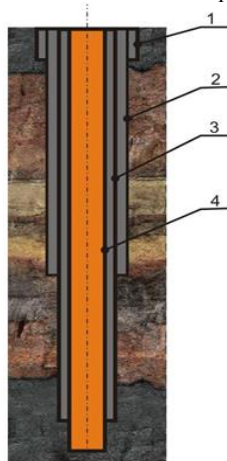


Рис. 1 Конструкция скважины

- 1 – направление;
- 2 – кондуктор;
- 3 – промежуточная обсадная колонна;
- 4 – эксплуатационная обсадная колонна

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления "новых" залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процесс цементирования скважин - операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Зарубежные сервисные компании отличают высокие технологии, высокий уровень машиностроения и техники.

Одна из таких технологий является пеноцементирование.

Пеноцемент это мелкая дисперсия газа в цементном растворе, что содержит пенообразователь и стабилизатор.

- поздние 1950-е – сжатый азот в баллонах используется для опрессовок в нефтяной промышленности.

- 1960 – выпущен первый азотный насос конвертерного типа (перевод из жидкого в газообразное состояние), способный работать при высоком давлении.

- 1963 – выдан патент компании Big Three Industries на выполнение операций под высоким давлением с использованием азота.

- 1970-е – первые работы по пенным промывкам скважин и пенным ГРП.

- 1980-е – начало пенного цементирования.

- 1982 – более 300 азотных насосов работает в компании Wellnite в США.

- 1997 – существенное увеличение числа операций по пенному цементированию скважин.

Одной из характерных особенностей облегченного тампонажного состава, содержащего в качестве воздухововлекающей облегчающей добавки пенообразователь, является его пена – дисперсия газа в жидкой или твердой фазе, которая должна обладать рядом структурно-механических свойств, в частности определенной устойчивостью (стабильностью), зависящей от природы и концентрации пенообразователя.