

УДК 622.276

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЧЕВСКОГО, СЕВЕРО-КОЧЕВСКОГО И СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Халин А.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: av_khalin@mail.ru

Результаты опытно-промышленных работ по эксплуатации добывающих скважин на объектах ачимовских отложений Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений показали, что с применением гидравлического разрыва пласта и обработок призабойной зоны, а в одном случае и без, на залежах нефти, приуроченных к Ачимовской толще достигаются относительно высокие дебиты по жидкости для таких отложений, до 73,5-106 т/сут, по нефти кратковременно - 30-61,3 т/сут. Однако, столь высокие дебиты нефти единичны и нестабильны. В настоящее время средний дебит по жидкости на данных объектах составляет 23 т/сут, нефти - 4,4 т/сут, при достаточно высокой обводненности продукции. Эти данные свидетельствуют о том, что среди плотных разностей породы пласта имеются зоны разуплотнения или высокопроницаемые каналы, которые обеспечивают достаточно высокие скорости фильтрации пластовых флюидов. Исходя из фактических результатов эксплуатации добывающих скважин на объектах ачимовских отложений для повышения эффективности разработки этих залежей требуется испытание технологий поинтервального гидравлического разрыва пласта, совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта, определение оптимального объема проппанта, для обеспечения с одной стороны устойчивой работы насосного оборудования, а с другой стороны для минимизации отрицательных последствий от обводнения продукции скважин, технологиями физико-химического воздействия в добывающих и нагнетательных скважинах, направленных на ограничение водопритока.

Ключевые слова: нефть, ачимовские отложения, опытно-промышленная разработка, месторождение, скважина.

RESULTS OF PILOT PRODUCTION AT THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE KOCHEVSKOYE, SEVERO-KOCHEVSKOYE AND SEVERO-KONITLORSKOYE FIELDS

Khalin A.V.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: av_khalin@mail.ru

The results of pilot industrial works on exploitation wells at the Achimov deposits of the Kochevsky, Severo-Kochevsky and Severo-Konitlorsky fields showed that using hydraulic fracturing and bottomhole treatments, and in one case and without, on oil deposits timed to Achimov thicker, relatively high liquid flow rates are achieved for such deposits, up to 73.5-106 t / day, for oil briefly - 30-61.3 t / day. However, such high oil production rates are rare and unstable. Currently, the average fluid flow rate at these facilities is 23 tons / day, oil - 4.4 tons / day, with a fairly high water cut. These data indicate that among the dense rock formation differences, there are decompaction zones or highly permeable channels that provide fairly high filtration rates of formation fluids. Based on the actual results of exploitation of production wells at Achimov deposits, in order to increase the efficiency of development of these deposits, testing of interval hydraulic fracturing technologies, improvement of hydraulic fracturing techniques, determination of the optimal volume of proppant, to ensure stable operation of pump equipment on the one hand, and for minimizing the negative effects of watering wells, physicochemical technologies of impact production and injection wells to limit the water inflow.

Keywords: oil, Achimov deposits, pilot industrial development, field, well.

Залежи пластов ачимовской толщи Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений эксплуатируются с 2002 года [1, 2, 3]. С начала разработки в эксплуатации на пласты ачимовских отложений участвовали 22 добывающих скважины. На 01.01.2014 года в действующем фонде находятся 9 добывающих скважин на Кочевском месторождении (таблица 1).

Таблица 1 - Скважины эксплуатирующие залежи пластов ачимовской толщи на Кочевском, Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском месторождениях

Месторождение	Скважины
Кочевское	5540У 70Р 1850 1843 7341 1840 5240У 60Р 5548У 1842 1688 1687 1693 1684
Северо-Кочевское	709 77П 711 105П
Северо-Конитлорское	601 603 607 297Р

На 01.01.2014 года на залежах пластов ачимовских отложений трех месторождений числятся геологические запасы категорий ВС₁ в количестве 78719 тыс. т, извлекаемые – 22555 тыс. т. Из них на залежи Кочевского месторождения приходится 55,5 % извлекаемых запасов категорий ВС₁.

На 01.01.2014 года накопленная добыча нефти составила 127,5 тыс. т или 0,6 % от начальных извлекаемых запасов категории ВС₁. Накопленная добыча жидкости составила 286,1 тыс. т, накопленный водонефтяной фактор - 2,2.

За период 2002-2013 гг. максимальный уровень добычи жидкости был достигнут в 2006 году (77,8 тыс. т), максимальный уровень добычи нефти - в 2008 году (22,3 тыс. т.), рисунок 1.

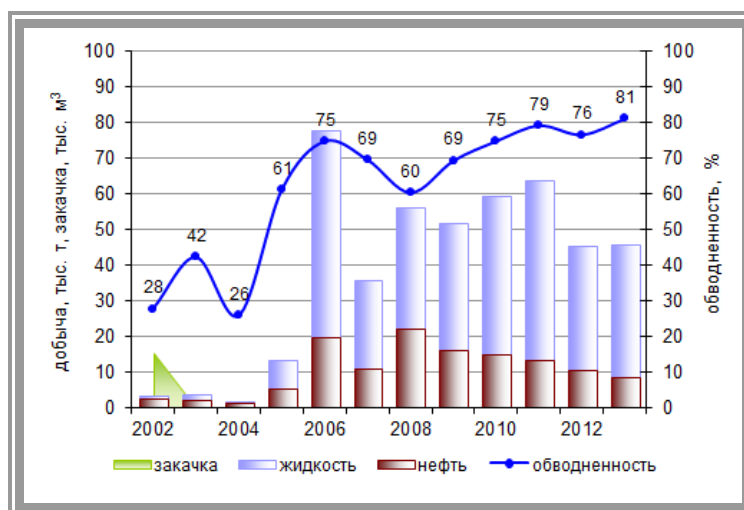


Рисунок 1 - Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. Кочевское, Северо-Кочевское и Северо-Конитлорское месторождения.

Дебит жидкости за период разработки с 15,7 т/сут увеличился до 23 т/сут, при снижении дебита нефти с 11,3 до 4,4 т/сут и увеличении обводненности с 27,7 % до 81 %, рисунок 2. Карта текущего состояния разработке представлена на рисунке 3.

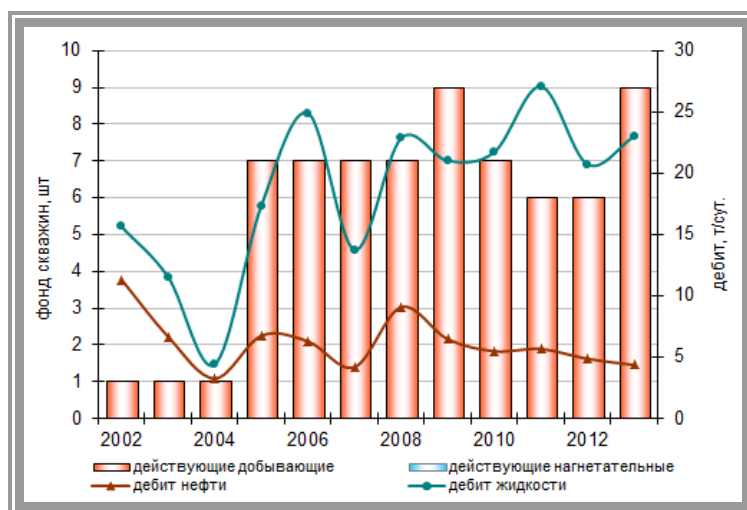


Рисунок 2 - Динамика дебитов нефти, жидкости и действующего фонда добывающих скважин. Кочевское, Северо-Кочевское, Северо-Конитлорское месторождения.

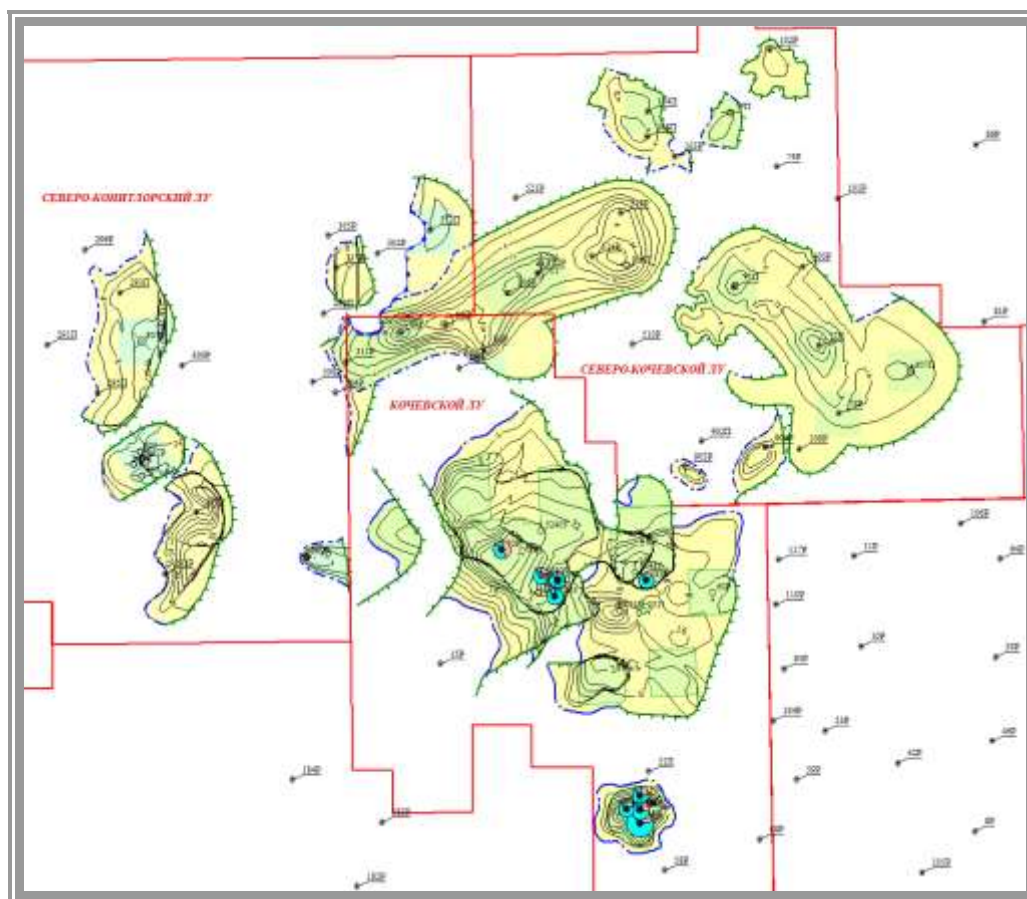


Рисунок 3 - Карта текущего состояния разработки. Кочевское, Северо-Кочевское и Северо-Конитлорское месторождения. Объект Ач

Среднее значения дебитов нефти на последнюю дату работы скважин составляет 3,4 т/сут, жидкости – 25,3 т/сут при обводненности 84,9 %. Наибольший средний дебит нефти на последнюю дату работы скважин наблюдается по скважинам Кочевского месторождения (4,9 т/сут) при дебите жидкости 27,1 т/сут и средней обводненности 80,3 %. Наименьший средний дебит на последнюю дату работы скважин составляет 0,2 т/сут. при дебите

жидкости 14,7 т/сут и обводненности 98,2 % (Северо-Кочевское месторождение). В скважинах Северо-Конитлорского месторождения средний дебит нефти на последнюю дату работы составляет 1,8 т/сут при дебите жидкости 29,8 т/сут и обводненности 86,6 %, таблица 2.

Таблица 2 - Дебиты нефти, жидкости и обводненности на последнюю дату работы скважин Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений

месторождение	скважина	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дата последней работы скважины
Кочевское	5540У	8,7	24,4	64,3	12.2013
	70Р	12,7	29,4	56,8	12.2013
	1850	3,2	21,6	85,1	12.2013
	7341	1	46	97,8	01.2011
	1843	0,3	25,2	98,7	12.2013
	1842	0,6	20,3	96,9	10.2006
	5240У	2,9	4,7	38,1	12.2008
	5548У	0,1	4,1	98,8	05.2009
	60Р	0,8	32,6	97,5	05.2007
	1687	3,5	21,5	83,6	12.2013
	1688	8,9	31,5	71,8	12.2013
	1684	5,7	24,8	77,2	12.2013
1693	15,1	66,5	77,3	12.2013	
среднее значение		4,9	27,1	80,3	
Северо-Кочевское	709	0,1	13,2	99,2	09.2010
	77П	0,2	6,9	97,1	04.2013
	711	0,2	7,1	97,3	12.2007
	105П	0,3	31,5	99,1	07.2008
среднее значение		0,2	14,7	98,2	
Северо-Конитлорское	601	0,1	11,9	99,1	06.2010
	603	0,7	58	98,8	08.2006
	607	0,3	37,6	99,2	06.2010
	297Р	5,9	11,7	49,3	10.2006
среднее значение		1,8	29,8	86,6	
итого среднее значение		3,4	25,3	84,9	

Все рассматриваемые скважины вводились с ГРП, кроме № 297Р Северо-Конитлорского месторождения [4, 5]. Технологические показатели по скважинам, работавших на пластах ачимовской толщи, сведенные на дату ввода скважин, представлены на рисунке, (рисунок 4). Рассматриваемый период после ввода составляет 8 месяцев, т.к. многие скважины после короткого срока работы выводились из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции в них, либо останавливались для смены насоса на менее производительный, в связи со снижением дебита жидкости в скважине ниже допустимого.

Средний входной дебит жидкости составил 37,4-34,5 т/сут и уже к концу рассматриваемого срока эксплуатации снижается почти в два раза и составляет 19,5 т/сут.

Средний дебит нефти так же уменьшается по отношению к входному, с 4,9-7,3 т/сут до 3,9 т/сут. Обводненность входная составляет в среднем 79,8-87 % и к концу 8 месяца эксплуатации остается практически неизменной.

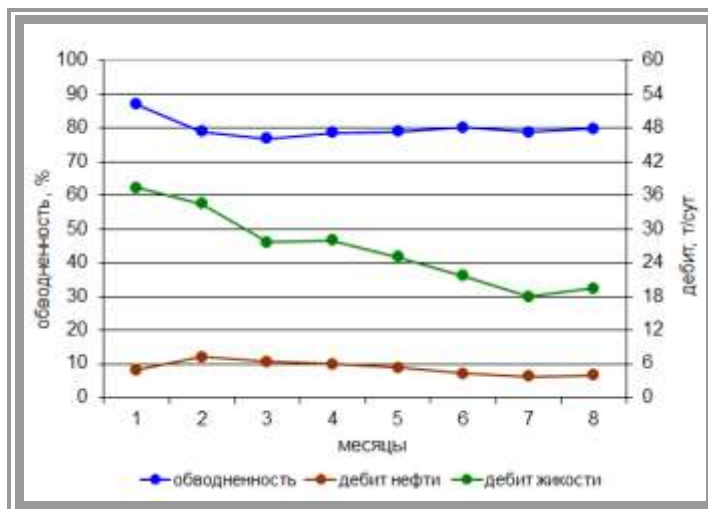


Рисунок 4 - Дебиты нефти, жидкости и обводненность сведенные на дату ввода. Кочевское, Северо-Кочевское, Северо-Конитлорское месторождения.

На Северо-Конитлорском месторождении на залежи объекта Ач в районе скважины № 297Р были введены в эксплуатацию три добывающие скважины (№ 601, № 603, № 607) с ГРП и одна (№ 297Р) без ГРП. Все четыре скважины пробурены в схожих геологических условиях, только в скважине № 297Р эффективная нефтенасыщенная толщина превышает соответствующие значения остальных скважин, рисунок 5.

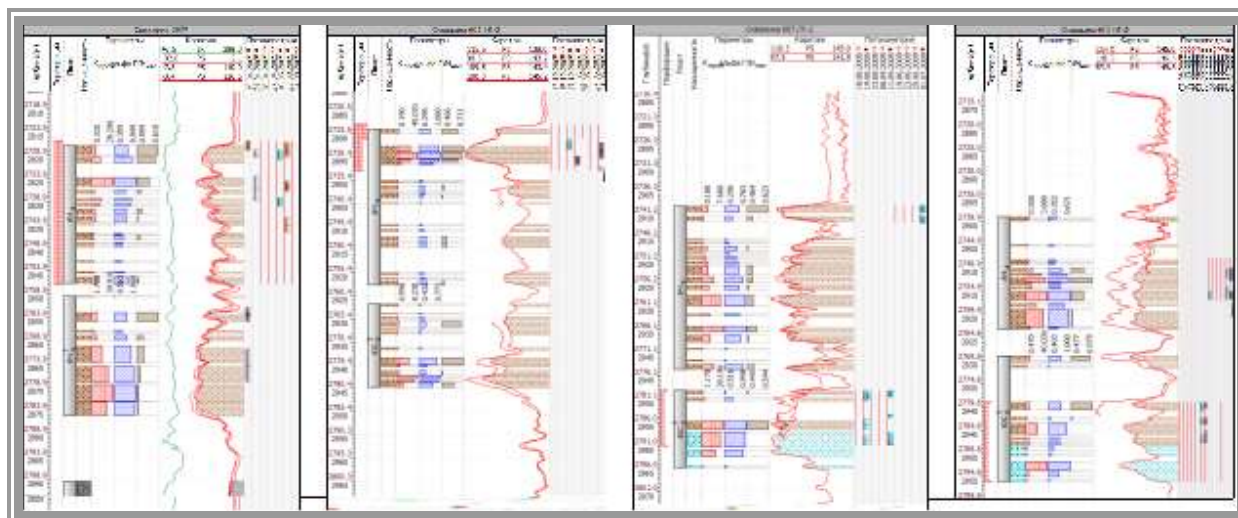


Рисунок 5 - Геологический разрез по скважинам №№ 297Р, 601, 607, 603 Северо-Конитлорского месторождения

На 01.01.2014 года скважины № 601, № 603 и № 607 находятся в консервации (по техническим причинам), скважина № 297Р - в бездействии.

По всем скважинам, введенным с ГРП, отмечается высокий уровень входной обводненности, от 81 % (скв. № 601) до 99 % (скв. № 603), дебиты жидкости - на

относительно стабильном уровне. В скважине № 297Р (ввод без ГРП) входная обводненность составила 51 %, дебит жидкости снизился в четыре раза, с 52 т/сут до 12 т/сут (рисунки 6-7).

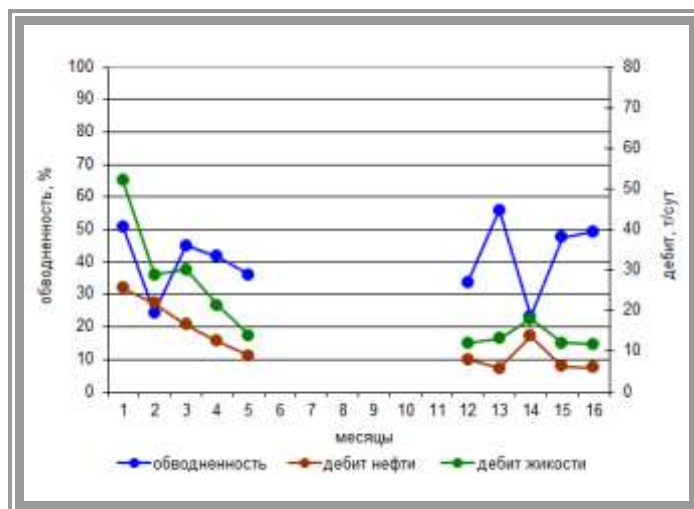


Рисунок 6 - Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Северо-Конитлорское месторождение. Объект Ач. Скважина № 297Р

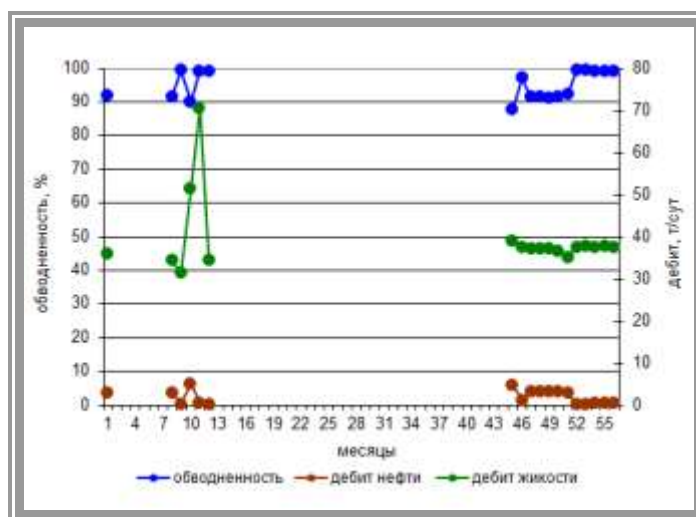


Рисунок 7 - Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Северо-Конитлорское месторождение. Объект Ач. Скважина № 607

Максимальные дебиты нефти из ачимовских отложений рассматриваемых месторождений получены в скважинах Кочевского месторождения, кроме скважины № 297Р Северо-Конитлорского месторождения. В скважине № 5540У (пласт Ач₁₀, ввод с ГРП) после приобщения с ГРП пласта Ач₉⁰ (февраль 2008 года) получен кратковременный максимальный дебит нефти 61,3 т/сут, жидкости - 73,5 т/сут при обводненности 16,6 %. В течение года дебит нефти снизился до 16 т/сут и стабилизировался на уровне 14-15 т/сут, дебит жидкости – 30-31 т/сут, обводненность - около 50 %. На конец 2013 года дебит нефти составил 8,7 т/сут, дебит жидкости – 24,4 т/сут, обводненность - 64,3 %.

В скважине № 70Р при вводе с ГРП (апрель 2008 года) получен максимальный дебит нефти около 30 т/сут, жидкости – 106 т/сут при обводненности 72 %. К маю 2009 года дебит

по нефти снизился до 2,6 т/сут, по жидкости – 25,5 т/сут, обводненность увеличилась до 90 %. Однако, после проведения ОПЗ дебиты нефти жидкости увеличились, обводненность продукции уменьшилась. В конце 2013 года дебит нефти составил 12,7 т/сут, жидкости – 29,4 т/сут при обводненности 56,8 %. В данной скважине, так же как и в скважине № 5540У, эксплуатируется пласт Ач₉⁰. В остальных скважинах этот пласт не вскрыт, либо отсутствует.

В скважине № 297Р Северо-Конитлорского месторождения получен дебит нефти 25,6 т/сут, жидкости – 52 т/сут при обводненности 50,8 %. В данной скважине в эксплуатации пласт Ач₄.

Не многим меньше получены дебиты нефти при эксплуатации скважин №1850, №7341, №5240У, Кочевского месторождения. Дебиты нефти составили 20,9 т/сут, 15,3 т/сут, и 15,2 т/сут соответственно. В данных скважинах работает верхняя часть пласта Ач₉. По скважинам, работающим на пласт Ач₁₁ (№1693, №1687), максимальные дебиты нефти составили 18,9 т/сут и 11,5 т/сут.

В остальных скважинах Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений получены максимальные дебиты нефти менее 10 т/сут.

Во всех скважинах отмечается существенное снижение дебитов жидкости. В скважинах, введенных с ГРП, за 8 месяцев дебит жидкости снижается в 2 раза, с 37,2 т/сут до 19,5 т/сут. В скважине № 297Р (ввод без ГРП) дебит жидкости снизился с 52 т/сут до 12 т/сут.

Продуктивность нижних пластов ачимовских отложений в пределах Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Конитлорского месторождений характеризуется более низкими значениями, чем верхние (Ач₉⁰, верх Ач₉) в связи с уплотнением пород с глубиной, что приводит к уменьшению количества открытых пор и их размеров и уменьшает ФЕС коллекторов. По причине низких ФЕС необходим подбор, апробирование геолого-технических мероприятий при освоении скважин, в т.ч. и нетрадиционных видов ГРП. Геолого-технические мероприятия должны быть направлены не только на увеличение продуктивности скважин, но и на снижение доли воды в добываемой продукции.

Высокая обводненность продукции скважин обусловлена составом пород ачимовской толщи, отличающихся от пластов группы БС комплексом глинистых минералов, входящих в состав цемента коллекторов, преимущественным развитием гидрослюдисто - хлоритового типа цемента.

В связи с низкими фильтрационными свойствами пород ачимовской толщи, происходит существенное снижение дебита жидкости за непродолжительный период времени, вследствие ограниченного притока флюидов из удаленной зоны пласта.

Литература

1. Парфенов А.С. Некоторые особенности, осложняющие разработку ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А.С. Парфенов // Новые технологии - нефтегазовому региону материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень: Издательство ТИУ, 2016 г. – С.168-171.
2. Кузьмин Ю.А., Филатов С.А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений ХМАО–Югры по критериям Минэнерго // Вестник недропользователя ХМАО. – 2012. – Вып. № 25.
3. Проблемный запас прочности // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. – 2012. – № 8.
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р // Собрание законодательства РФ. – 07.05.2012. – № 19.
5. Технологический проект разработки Тагринского нефтегазоконденсатного месторождения Тюменской области: под рук. А.Ю. Смирнова. – Тюмень: ООО "ТюменьНИИпроект", 2016.