УДК 624.01

ПРОБЛЕМЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИХ РЕШЕНИЮ

[1]Апасов Т.К., [1]Апасов Г.Т., [2]Мухаметшин В.Г., [2]Новоселов М.М.

[1]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень,
e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;
[2]ОАО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск,
e-mail: MuhametshinVG@nvnipi.ru, NovoselovMM@nvnipi.ru

Проблема негерметичности эксплуатационной колонны скважин на Мыхпайском месторождении с каждым годом приобретает все большую актуальность. Месторождение находится в фазе снижения добычи нефти, низких темпов отбора и прогрессирующим обводнением продукции. Ремонтно-изоляционные работы ведутся с 1998 года, в целом характеризуются низкой успешностью (53%) и эффективностью (0,5 тыс.т/скв/опер.). Объясняется это отсутствием эффективных методов прогнозирования, технологий и составов для проведения РИР. Для решения проблем предложены мероприятия по предупреждению негерметичностей эксплуатационных колонн, рекомендуется организовать мониторинг действующих скважин и учет результатов работ при бурении новых скважин, предлагаются технология и тампонажные составы на основе карбомидоформальдегидной смолы, для пластовых температур от 20 до 120 °С вместо традиционного портландцемента.

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, технологические и технические факторы, коррозионная среда, карбомидоформальдегидная смола

PROBLEMS OF LEAKAGE PRODUCTION CASING WELLS AND PROPOSALS FOR THEIR SOLUTION

[1]Apasov T.K., [1]Apasov G.T., [2]Mukhametshin V.G., [2]Novoselov M.M.

[1]Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen Industrial University», Tyumen, e-mail: apasov-timur@mail.ru, apasov_gaydar@inbox.ru;
[2]«NizhnevartovskNIPIneft», Nizhnevartovsk, e-mail: MuhametshinVG@nvnipi.ru, NovoselovMM@nvnipi.ru

The problem of leaking wells on production casing Myhpayskom field, is becoming increasingly important with each passing year. The field is in decline in oil production phase, lower sampling rates and progressive water production. Repair and insulation work carried out since 1998, generally have a low success of 53% and efficiency of 0,5 thousand tons / well / operas. This is explained by the absence of effective methods of forecasting, techniques and compositions for the RIRs. To solve the problems proposed measures to prevent leaks of operational columns, it is recommended to organize the monitoring of existing wells and accounting for the results of the drilling of new wells, the proposed technology and grouting compositions based formaldehyde resin for formation temperatures of 20 to 120 °C. instead of conventional Portland cement.

Keywords: leakage production casing, technological and technical factors, corrosive environment, formaldehyde resin

Проблема негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) добывающих и нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири, в частности, Самотлорского, Мегионского, Ватинского, Мыхпайского и других месторождений, с каждым годом приобретает все большую актуальность, поскольку нарушения герметичности колонн ведут к росту обводненности добываемой продукции, вследствие которого эксплуатация скважин оказывается нерентабельной. Эта проблема для Мыхпайского многопластового месторождения является крайне актуальной. Основным объектом, определяющим добычу нефти на месторождении, является $АВ_{1-2}$, более 50% извлекаемых запасов нефти месторождения. В эксплуатационном фонде числится 56 добывающих и 26 нагнетательных. В настоящее время средний дебит нефти по месторождению составляет 13 т/сут, дебит жидкости – 176 т/сут, обводненность продукции достигла 92%. На месторождении отобрано 62% извлекаемых запасов, месторождение находится в III стадии разработки, в фазе снижения добычи нефти, низких темпов отбора и прогрессирующего обводнения продукции, в этих условиях обусловлена необходимость применения геолого-технических мероприятий по интенсификации притоков и повышения нефтеотдачи пластов. Геолого-технические мероприятия (ГТМ) по месторождению проводятся с 1998 года, за историю разработки проведено 262 скважино-операции со средней успешностью 76%, дополнительно добыто 1097,4 тыс.т нефти, что составляет 11,4% от общей накопленной добычи на

месторождении [1, 4, 5]. Программа ГТМ, реализованная в ходе разработки месторождения, включает мероприятия нескольких видов: бурение горизонтальных скважин (ГС); бурение бокового ствола (ЗБС); гидравлический разрыв пласта (ГРП); обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ); ремонтно-изоляционные работы (РИР) и другие. Распределение количества проведенных мероприятий и объемов дополнительной добычи нефти по видам ГТМ приведены на рис. 1.

За весь прошедший период разработки проведено 15 операций РИР в добывающих и три операции в нагнетательных скважинах. По целевому признаку проведения РИР можно разделить на два типа: ликвидация заколонной циркуляции (ЗКЦ); ликвидация негерметичности обсадной колоны скважины (ЛНЭК).

В таблице приведены примеры основных технологических параметров работы добывающих скважин до и после РИР.

По результатам работ дополнительная добыча нефти получена только по шести скв./опер., всего – 6,8 тыс.т при успешности 60 %. Ликвидация заколонных перетоков (ЗКЦ) проведена в пяти скважинах, из них успешно только в одной (скважина № 432). Дополнительная добыча нефти по ней составила 640 т. В целом на Мыхпайском месторождении ремонтно-изоляционные работы характеризуются низкой успешностью – 53 % и эффективностью – 0,5 тыс.т/скв./опер. Объясняется это отсутствием эффективных методов прогнозирования, технологий и составов для проведения РИР [1, 4].

Обсадка скважин месторождения производилась эксплуатационными колоннами диаметром 146 мм для скважин, пробуренных на $ЮВ_1$, и 168 мм для скважин, пробуренных на $АВ_{1-2}$ и $БВ_8$, поэтому спускаемые установки УЭЦН могут иметь габарит 5, 5А и 6, в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, кривизны скважины и толщины стенок эксплуатационной колонны. Для спуска насосов в скважины используется НКТ с диаметрами 89 и 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм, изготовленные из стали марки «Д» отечественного производства. Производительность насосов изменяется в соответствии с добывными характеристиками пластов от 15 до 1250 $м^3$/сут, напор установок ЭЦН изменяется от 800 до 2350 метров, соответственно с глубиной спуска ниже 1300–1500 метров.

Коррозионная среда, стареющие материалы металлов и цементов, напряжения, вызванные разницей внутрискважинного и пластового давлений, наличие интервалов интенсивного набора кривизны и прочие геолого-технологические причины приводят к нарушению герметичности обсадных колонн (ОК) и укорачивают срок их службы. Среди технологических и технических факторов по анализу выделяется влияние зенитного и азимутального углов наклона пробуренных скважин, а также влияние в районе глубин расположения УЭЦН.

На примере Самотлорского месторождения проведены комплексные исследования причин и характера нарушения герметичности ЭК, разработана программа применения превентивных мер по продлению срока службы ЭК действующих скважин и технология защиты ЭК новых скважин [3]. На рис. 2 представлено распределение основных факторов, влияющих на появление герметичностей в ЭК по массиву 180 скважин.

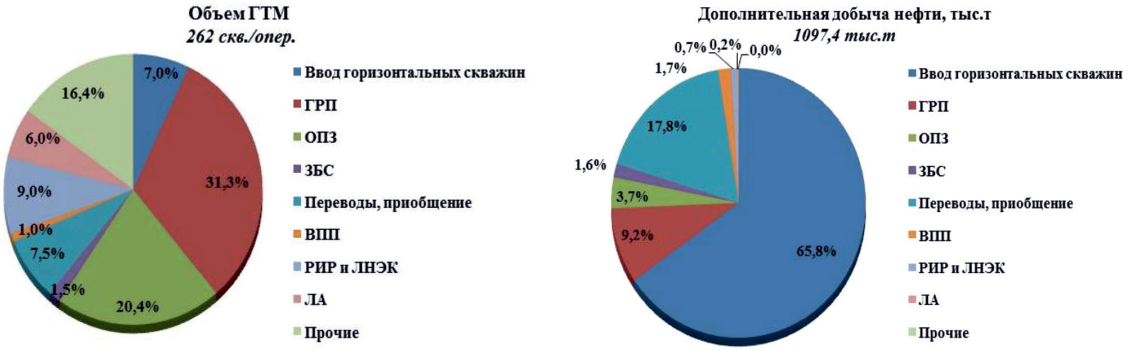

Рис. 1. Распределение объема ГТМ и дополнительной добычи нефти

Эффективность проведенных ремонтно-изоляционных работ

№ п/п	№ скв.	Дата окончания ГТМ	Режим до ГТМ			Режим после ГТМ			Прирост дебита нефти, т/сут	Доп. добыча нефти, т
			qн. т/сут.	qж. т/сут.	Обв. %	qн. т/сут.	qж. т/сут.	Обв.%		
ЗКЦ										
1	151	18.12.1998	26	273	91	10,0	44	77	– 16,1	0
2	440	05.07.1999	из ППД			0,1	9	98,9	0	9
3	446	19.12.2001	0	0	0	0,0	0	0	0	0
4	433	18.05.2011	5,1	515,0	99,0	5,3	6,6	6,2	0,2	0
5	432	11.03.2012	5,5	278,5	98,0	12,9	20,1	28,3	7,4	631
ЛНЭК										
6	164	18.02.2001	14,1	18,0	7,2	10,8	14,9	15,2	– 3,3	0
7	154	26.08.2001	1,5	124,5	98,8	0,9	108	99,1	– 0,6	0
8	433	18.05.2002	3,0	239,4	98,8	4,1	80	94,9	1,1	6

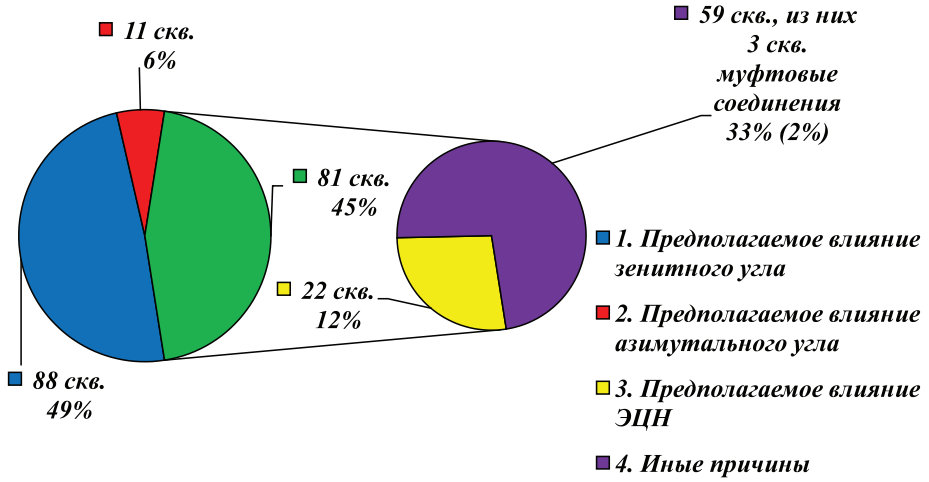

Рис. 2. Распределение причин негерметичности ЭК

На Мыхпайском месторождении планируется бурение добывающих скважин в 2017 г. Основные направления дальнейшей разработки Мыхпайского месторождения предусматривают бурение добывающих (горизонтальных и наклонно-направленных) скважин. Профили наклонно-направленных и горизонтальных скважин должны удовлетворять следующим критериям: обеспечение нормальной проходимости различных компоновок бурильного инструмента и обсадных колонн; возможность спуска приборов при заканчивании скважин и их эксплуатации; обеспечение попадания скважины и боковых стволов в заданные круг и «коридор» допуска (по вертикали и горизонтали); проектирование траектории должно сводить к минимуму возможность получения негерметичностей эксплуатационных колонн при дальнейшей эксплуатации [3, 5].

На основании примера Самотлорского месторождения, для предотвращения нарушения герметичности ЭК раньше времени для нового фонда скважин Мыхпайского месторождения предложено бурение скважин по возможности осуществлять преимущественно с пологими траекториями, исключая пересечения прямолинейных траекторий и эксплуатационных колонн ниже глубин 1300 м (ниже интервалов динамических уровней работающих УЭЦН) (рис. 3).

При невозможности выбора пологой траектории при бурении рекомендуется предусмотреть спуск колонны диаметром 168 мм. Также дополнительно рекомендуется строительство колонн со «смешанной конструкцией», в интервалах максимальной

ной кривизны применять стали высокой прочности, марки «Е» или даже «К», это позволит снизить воздействие на колонну бурового, фрезерного и эксплуатационного оборудования при проведении спускоподъемных операций и позволит снизить воздействие касания эксплуатационной колонны со спускаемым в скважину насосным оборудованием [5].

Перечисленные предлагаемые мероприятия были реализованы при строительстве трех скважин (№ 25, 26, 48) Южно-Охтеурского месторождения, в период с декабря 2013 года по март 2014 года. К примеру, в скважине № 25 для основной части была выбрана колонна с диаметром 146 мм марки «Д», а в местах возможного контакта колонны и спускаемого насосного оборудования выбрана колонна 146 мм марки «Д». Интервалы возможного контакта определены с помощью построения трехмерных траекторий ЭК в программном комплексе ROXAR.

Дополнительно по пробуренному фонду скважин Мыхпайского месторождения предлагается проведение мониторинга с последующими исследованиями (рис. 4).

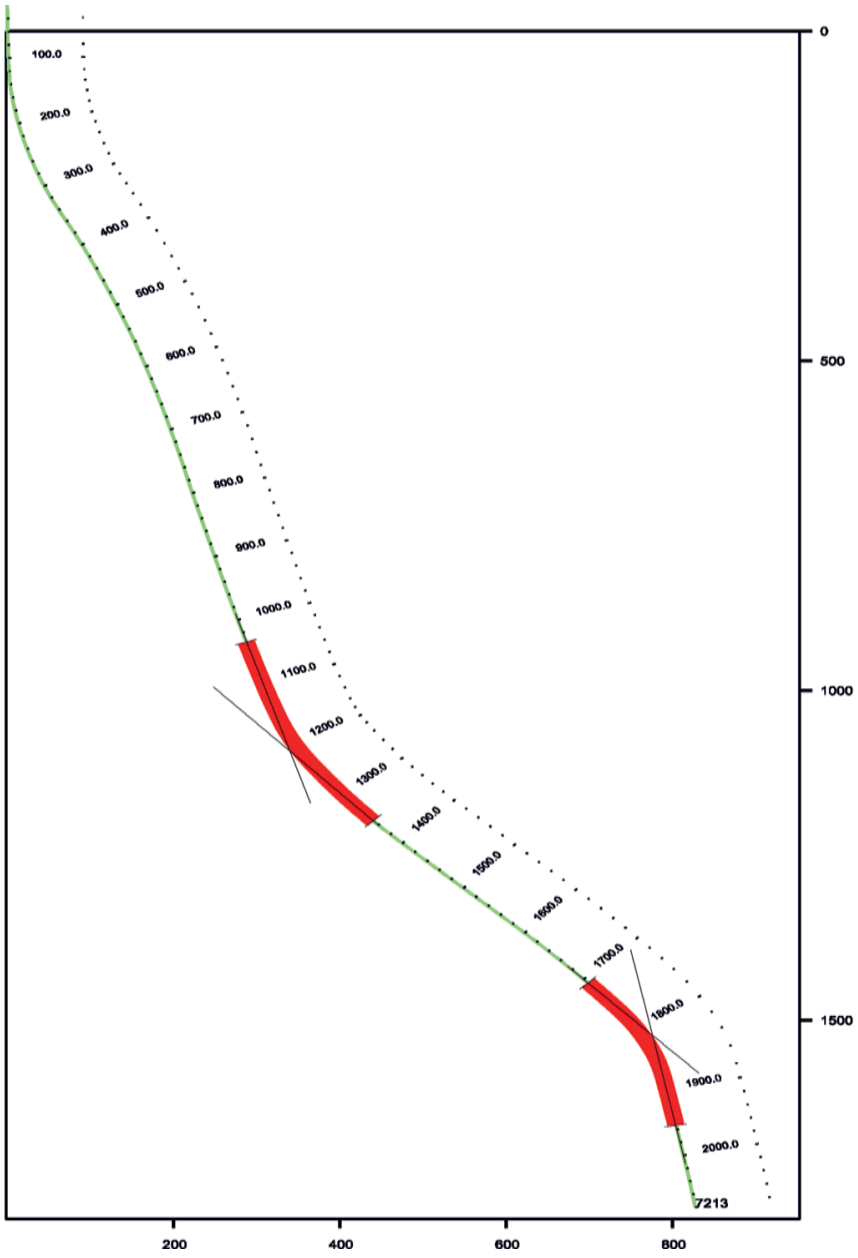

Рис. 3. Схема ствола скважин с ожидаемыми местами нарушений ЭК

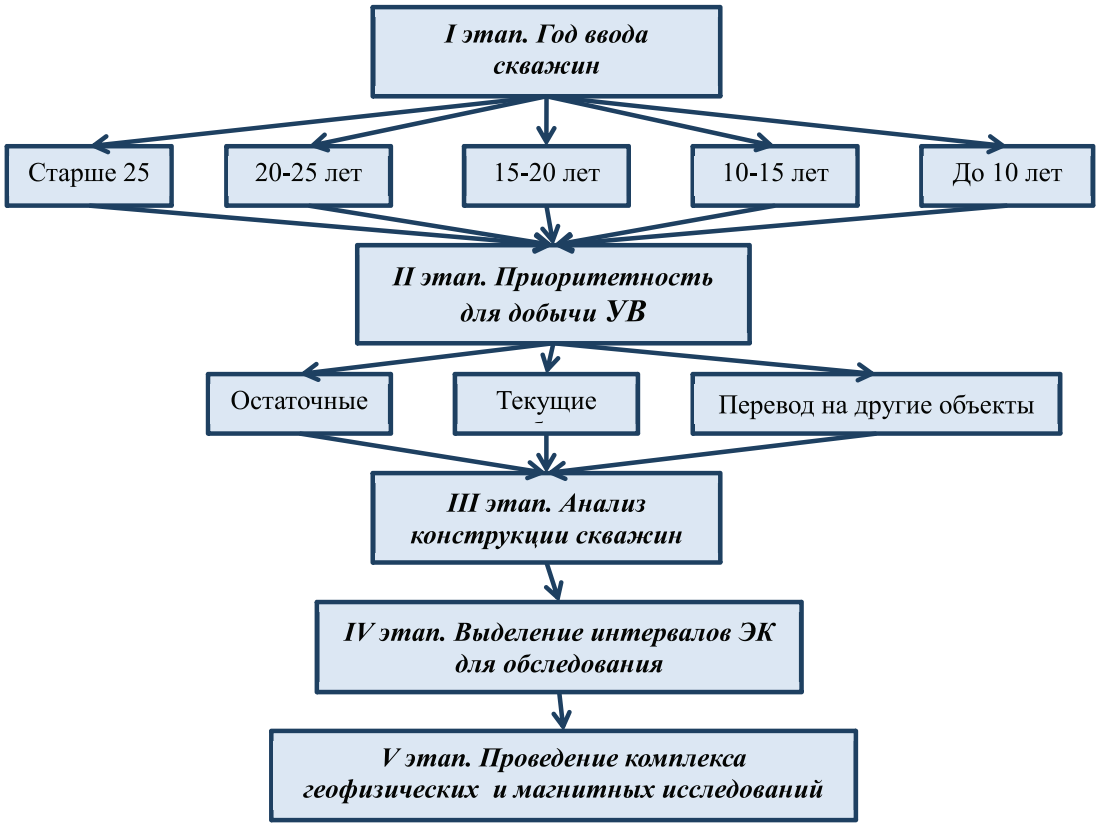

Рис. 4. Схема мониторинга скважин эксплуатационного фонда

Согласно этой программе, прежде всего, необходимо провести разделение фонда на категории по «возрастной классификации». Это сразу позволит оценить число возрастных скважин и понять для себя объем надвигающихся проблем. Далее по каждой «возрастной» категории определяется приоритетность скважин в текущей добыче нефти. Показатели дебитов и обводненность позволят оценить потери в добыче в случае остановки скважины. В данный этап также включена оценка степени выработанности запасов объекта разработки, определяемой с помощью гидродинамического моделирования месторождения или эксплуатируемого объекта. Для условий многопластового месторождения, такого как Мыхпайский, необходим анализ не только действующего объекта, но и учет возможности перевода скважины на другие выше и ниже залегающие эксплуатационные объекты. Определив группы скважин с высоким потенциалом по добыче, на третьем этапе необходим анализ конструкций скважин с целью определения интервалов возможного износа эксплуатационной колонны (рис. 4). Для этой задачи может быть применен любой комплекс геологического или геофизического моделирования, позволяющего строить 3D-модели проекций скважин, с целью выявления зон возможного контакта ЭК и оборудования, спускаемого на забой.

В целом для Мыхпайского месторождения по предупреждению дальнейшего выбытия скважин из добывающего фонда по причине негерметичности эксплуатационной колонны необходимы мероприятия по организации мониторинга действующих скважин и учета результатов данной работы при бурении новых скважин. Данный алгоритм позволит применять превентивные меры, что существенно сэкономит средства на ремонт и сократит потери в объемах добычи нефти.

Для ликвидации уже выявленных негерметичностей ЭК при разработке месторождений все больше используются изоляционные составы с высокой фильтруемостью в пористые среды, низкой вязкостью, высокой механической проч-

ностью и адгезией. Основное применение при проведении изоляционных работ находят композиции, состоящие из полимеров и синтетических смол, вместо традиционного портландцемента. Из синтетических смол самыми дешевыми и доступными являются карбамидоформальдегидные смолы [2]. Предлагаем разработанную технологию и быстросхватывающую тампонажную смесь (БСТС) на основе карбомидоформальдегидной смолы (КФС), для пластовых температур от 20 до 120 °С, с регулируемым сроком отверждения от 10 минут до 8 часов [2]. Отвердителем КФС является комплексный термостойкий кислотный состав. Для регулирования плотности, вязкости и кольматирующей способности БСТС используются различного типа наполнители (барит, асбест, древесная мука, опилки, фосфогипс и др.). Технология по ликвидации негерметичностей и основные рецептуры БСТС защищены патентами (Патент РФ № 136485, № 2439119). Перед проведением промысловых испытаний предлагаемая тампонажная смесь БСТС прошла лабораторные исследования с определением основных реологических свойств (рис. 5).

Практически технология и тампонажный состав БСТС эффективно внедрены на скважинах № 36, 39, 37 Южно-Охтеурского месторождения. После изоляционных работ по скважинам получен средний прирост 5 т/сут по нефти.

Выводы

1. Анализом установлено, что ликвидация негерметичностей эксплуатационной колонны на месторождении характеризуется низкой успешностью – 53 % и эффективностью – 0,5 тыс.т/скв./опер. Объясняется это отсутствием эффективных методов прогнозирования, технологий и составов для проведения РИР.

Рис. 5. Образец БСТС в лабораторных условиях

2. Для предотвращения нарушения герметичности ЭК раньше времени для нового фонда скважин предлагается бурение скважин по возможности осуществлять преимущественно с пологими траекториями, исключая пересечения прямолинейных траекторий и эксплуатационных колонн ниже глубин 1300 м (ниже интервалов динамических уровней работающих УЭЦН), это определяется с помощью модуля IRP RMS (ROXAR).

3. Для предупреждения негерметичностей эксплуатационных колонн скважин

рекомендуется организовать мониторинг действующих скважин и учет результатов работ при бурении новых скважин.

4. Для решения проблем по водогазоизоляции в скважинах предлагаются технология на основе быстросхватывающейся тампонажной смеси, карбомидоформальдегидной смолы, вместо традиционного портландцемента.

Список литературы

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбамидоформальдегидной смолы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 277–291.

2. Апасов Т.К., Мухаметшин В.Г., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Исследования причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн с применением модуля irp rms (roxar) по Самотлорскому месторождению // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–2. URL: http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21993.

3. Канзафаров Ф.Я. Анализ эффективности методов увеличения пластов на Самотлорском месторождении // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России. – Мат. 6-й научно-техн. конф. и выст. РГУН и Г им. Губкина, 2005 г. – М., 2005. – С. 113–114.

4. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1998. – 268 с.

5. Мухаметшин В.Г., Завьялов В.В., Канзафаров Ф.Я. Определение причин и характер нарушения эксплуатационных колонн Самотлорского месторождения для применения превентивных мер // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – № 2. – С. 18–24.