УДК 622

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

FEATURES OF HYDRAULIC FRACTURING ON PRIRAZLOMNOYE FIELD

Куликов Эдуард Валерьевич
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Kulikov.edik@me.com

Залоев Павел Денисович
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Jiuxo407@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна
ассистент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Kulikov Eduard Valeryevich
Student,
Kuban state technological university
Kulikov.edik@me.com

Zaloyev Pavel Denisovich
Student,
Kuban state technological university
Jiuxo407@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna
Assistant to department of oil and gas
business of a name of
professor G. T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В работе рассматриваются принципы проведения гидравлического разрыва пласта Приразломного месторождения. Дается краткая оценка эффективности ГРП по фонду скважин, а также оценка дополнительной добычи нефти при дальнейшем разбуривании месторождения, сопоставляется число проведённых операций ГРП и годовой добычи нефти из скважин с примененной технологии ГРП Приразломного месторождения; обосновывается экономическая целесообразность применения метода ГРП.

Ключевые слова: скважина, гидравлический разрыв пласта (ГРП), оценка эффективности, добыча нефти, гидравлическое сопротивление, динамика добычи, нефтенасыщенный пласт.

Annotation. The paper deals with the principles of hydraulic fracturing Prirazlomnoe field. A brief evaluation of hydraulic fracturing wells for the fund as well as additional oil production estimate for further drilling at the deposit, compared the number of fracturing operations carried out and the annual oil production from the wells using hydraulic fracturing technology Prirazlomnoe field and prove the economic feasibility of the use of hydraulic fracturing method

Keywords: wells, hydraulic fracturing (frac), performance evaluation, oil, hydraulic resistance, the dynamics of oil-saturated reservoir production.

В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, отнесенные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва.

После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал, закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

В результате кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и соответственно по размерам создаваемых трещин.

В проекте будет рассмотрена и проанализирована методика применения ГРП на Приразломном месторождении.

Основными задачами анализа перспектив применения ГРП рассматриваемого месторождения в рамках проекта являются:

1) оценка эффективности ГРП по фонду скважин;
2) оценка дополнительной добычи нефти при дальнейшем разбуривании месторождения.

Приразломное месторождение (ХМАО) находится на территории 3-х районов – Нефтеюганского, Ханты-Мансийского и Сургутского. Разведанные запасы составляют 658,8 млн т, извлекаемые – 218,2 млн т. Приразломное месторождение эксплуатируется с 1986 г. Промышленная эксплуатация Приразломного месторождения была начата НГДУ Правдинскнефть, входящее в состав Открытого Акционерного Общества «Юганскнефтегаз» (г. Нефтеюганск).

Разработка Приразломного месторождения начата в 1986г. Она осуществляется на основе «Комплексной технологической схемы разработки Приразломного месторождения» Янина А.И., составленной СибНИИНП и утвержденной ЦКР МНП СССР (протоколы № 1397 от 16.01.1991 г и № 1412 от 22.03.1991 г.) с основными положениями в том числе [7, 4]:

– выделение в качестве основного эксплуатационного объекта пласта $БС_{4-5}$;
– применение по основному объекту $БС_{4-5}$ блоковой трехрядной системы с размещением проектных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием 500 м;

Проанализируем результаты широкомасштабного применения технологий гидроразрыва пласта $БС_{4-5}$ Приразломного месторождения, занимающего лидирующее положение в Юганском регионе по числу проведённых операций ГРП [5] .

Основными задачами анализа являлись оценка эффективности ГРП по фонду скважин, а также оценка дополнительной добычи нефти при дальнейшем разбуривании месторождения.

На низкопроницаемом коллекторе пласта $БС_{4-5}$ Приразломного месторождения в настоящее время выполнено 898 скважино-операций ГРП, охват фонда скважин технологиями ГРП составляет 70 % [5].

Это обусловлено соответствием геолого-физических параметров пласта критериям применимости ГРП:

– низкая проницаемость – $(5…7)\cdot10^{-3}$ мкм^2;
– отсутствие водоносных пластов в разрезе скважин; достаточно высокая средняя эффективная толщина песчаных прослоев – 10…12 м;
– улучшение коллекторских свойств в верхней пачке;
– вязкость нефти в пластовых условиях – 1,27 мПа·с;
– пластовая температура 97 °С;
– низкая остаточная нефтенасыщенность (0,23…0,26) в процессе вытеснения [5] .

В таблице 1 приведена характеристика объёмов работ по ГРП на Приразломном месторождении.

Так, по состоянию на 01.01.06 г. технологии ГРП были осуществлены в 772 скважинах, в том числе 764 добывающих. Часть операций проводилась в скважинах, находящихся в разрезающих нагнетательных рядах и добывающих нефть, в последующем перешедших в нагнетательные скважины. С 1994 г. операции ГРП выполнялись в процессе строительства 127 скважин.

Таблица 1 – Характеристика объёмов проведения операций ГРП на Приразломном месторождении

Виды ГРП	Число ГРП		
	в добывающих скважинах	в нагнетательных скважинах	общее
ГРП, выполняемые:			
в процессе эксплуатации	637	8	645
при строительстве	127	–	127
в период отработки	–	101	101
Повторные ГРП в том числе:	126	–	126
однократные	125	–	125
двукратные	1	–	1
Всего	890	109	898

На рисунке 1 приведено сопоставление числа проведённых операций ГРП и годовой добычи нефти из скважин с ГРП, достигшей максимального уровня 623 тыс. т в 1997 г. и 963 тыс. т в 2005 г. (или 20 % годовой добычи без учёта переходящего эффекта).

Средний дебит нефти по скважинам после проведения операций ГРП возрос с 21,7 т/сут. в 1992 г. до 46,9 т/сут. в 2004 г. Дебит нефти скважин без ГРП в настоящее время составляет 2,3 т/сут. Приемистость скважин, в которых были проведены операции ГРП, в 2 раза выше. Такая разница в приростах по-

казателей после ГРП обусловлена не столько различием коллекторских свойств скважин, сколько изменением технологии гидроразрыва пласта [5].

Как известно, в 90-е годы двадцатого столетия работы по ГРП сводились к снижению скин-фактора призабойной зоны, вследствие применения технологии «ГРП на нефтяном геле», а почвой для ограничения внедрения технологий ГРП были технический и экономический факторы.

Начиная с 2004 г. ГРП на Приразломном месторождении стал способом обеспечения максимизации эффективного радиуса скважин, а следовательно, безразмерного индекса их продуктивности. Одним из показателей технологии является динамика средней массы закачанного проппанта в скважину (рис. 2) [5].

Увеличение объёма закачиваемого проппанта стало возможным благодаря внедрению комплекса мер, направленных на улучшение технологии ГРП, в частности переходу на гель на водной основе.

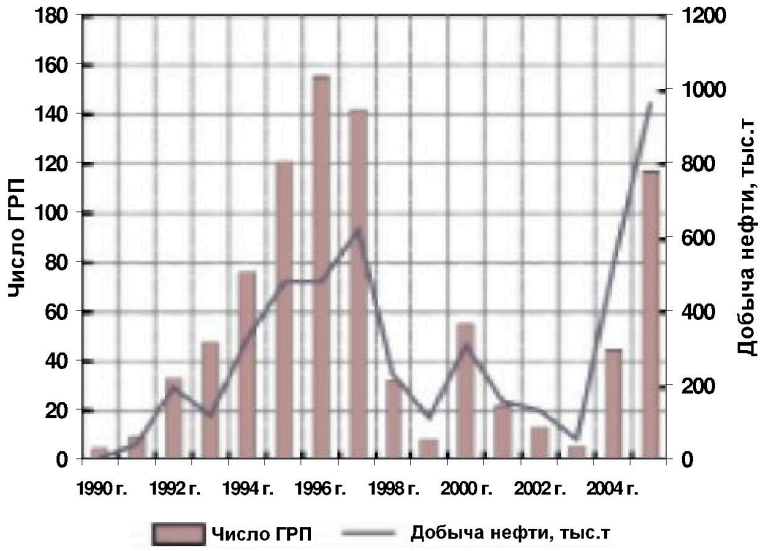

Рисунок 1 – Изменение числа операций ГРП и годовой добычи нефти по годам разработки Приразломного месторождения

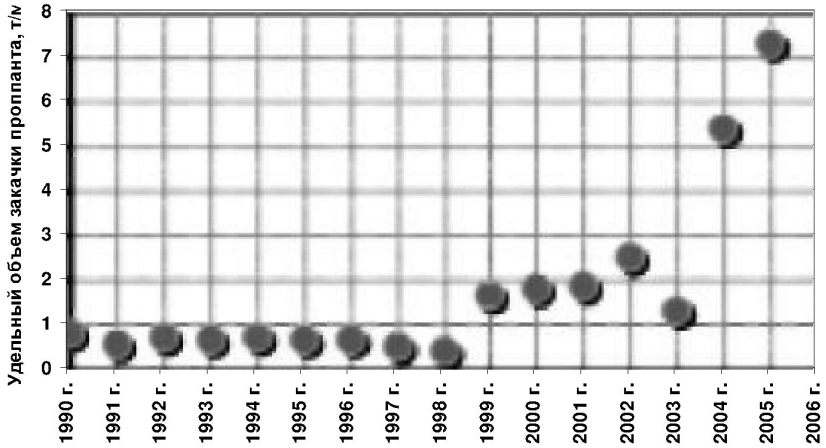

Рисунок 2 – Динамика среднего объёма закачанного проппанта на 1 м толщины пласта

Из сопоставления кратностей дебита добычи нефти после проведения операций ГРП и дебита до ГРП (рис. 3) видно, что минимальная кратность (1,5…2,0 раза) соответствует исходным дебитам 10…20 т/сут., для скважин с меньшим дебитом кратность возрастает от 5 до 10 раз и выше.

Зависимость увеличения фактического среднего дебита жидкости добывающих скважин от доли охвата фонда скважин технологиями ГРП прямолинейна до величины охвата фонда, равного 87 % (по действующим скважинам), после чего дебит жидкости резко возрастает. Увеличение дебита при предельном охвате фонда скважин воздействием объясняется достигнутой высокой эффективностью системы поддержания пластового давления по пласту $БС_{4\text{-}5}$ [5].

Основными факторами, улучшающими процесс разработки Приразломного месторождения с применением операций ГРП, являются увеличение эффективного радиуса скважин и вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной толщины пласта, включая отдельные прослои и гидродинамические изолированные участки залежи [5, 6].

Исследователями отмечено положительное влияние ГРП на повышение коэффициента извлечения нефти.

По мнению А.Н.Никитина, по пласту $БС_{4-5}$ Приразломного месторождения с НПК применение технологий ГРП способствовало созданию эффективной системы ППД в сочетании с повышенным давлением нагнетания воды в пласт (17–18 МПа).

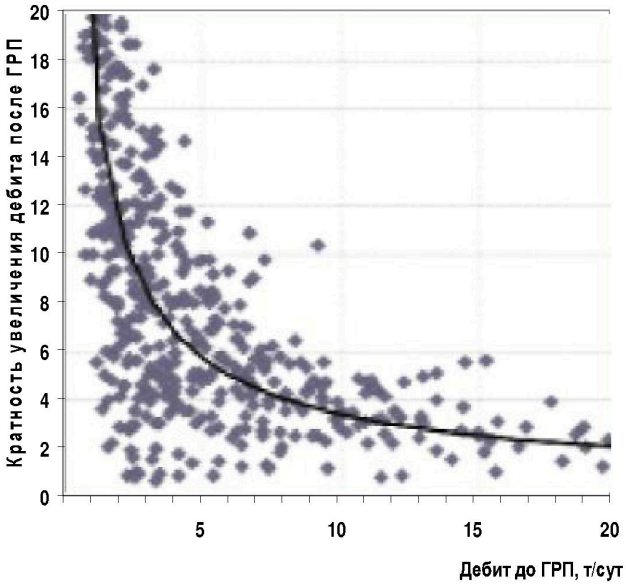

Рисунок 3 – Зависимость кратности увеличения дебита жидкости после проведения операций ГРП от дебита до ГРП

Реализация проектной трёхрядной системы разработки с дополнительными нагнетательными скважинами в сочетании с ГРП позволила достичь стабильных высоких дебитов жидкости скважин (40…45 т/сут.) при первоначально запланированных около 10 т/сут. [5].

Ниже представлена количественная оценка технологической эффективности проведения операций ГРП исследователя А.Н. Никитина.

Известно, что продолжительность эффекта от ГРП Тпр ограничена и составляет 2–3 года. Вначале достигается максимальный дебит скважин, который затем снижается. Темп снижения можно уменьшить, применяя методы интенсификации обработкой призабойной зоны скважин [3].

На рисунке 4 на примере скв. № 1027 Приразломного месторождения представлена типичная кривая постепенного снижения эффективности добычи нефти после проведения ГРП. Дебит скважины до ГРП составлял 160 т/мес., повысившись в первые месяцы после проведения ГРП практически в 9 раз.

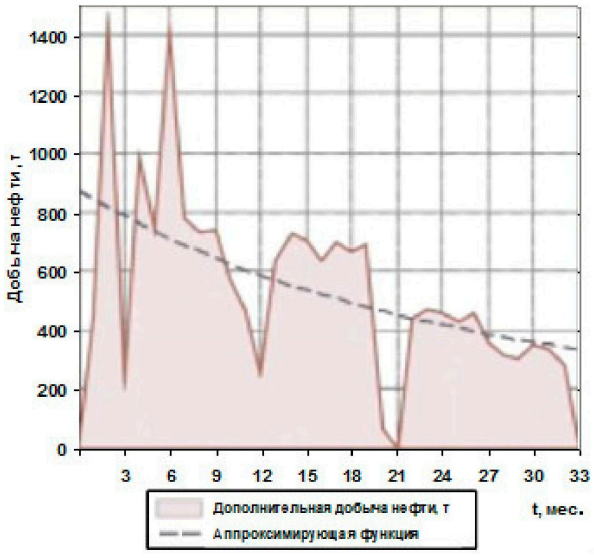

Рисунок 4 – Динамика добычи нефти скв. № 1027 Приразломного месторождения после проведения операций ГРП

В качестве аппроксимирующей функции А.Н. Никитин предложил ввести экспоненту:

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha t}, \quad (1)$$

где q_0 – максимальное приращение дебита в первый период после ГРП по отношению к исходному дебиту q' до ГРП, т.е. $q_0 = q'' - q'$, если через q'' обозначить дебит скважины после ГРП; α – параметр снижения эффективности.

Чтобы получить накопленную добычу нефти $Q_{нак}$ от ГРП по скважине, следует проинтегрировать выражение (1):

$$Q_{нак} = \int_0^\infty q(t)\,dt = q_o \int_0^\infty e^{\alpha t}\,dt, \quad (2)$$

после разделения обеих частей на $Q_{нак}$ получится условие нормирования:

$$\frac{q_o}{Q_{нак}} = \int_0^\infty e^{-\alpha t}\,dt = z_o \int_0^\infty e^{-\alpha t}\,dt = 1, \quad (3)$$

где $z_o = q_o / Q_{нак}$ – параметр начального темпа отбора от дополнительной добычи нефти.

После интегрирования (3) следует, что $q_o/Q_{нак} = z_o = \alpha$, $z(t) = z_o e^{-\alpha t}$.

Подобная интерпретация поведения кривой дебита использована, в частности, В.Д. Лысенко [2].

Графоаналитически определяются параметры кривой $\alpha = z_o$ и q_o.

Так, после логарифмирования формулы (1) получим:

$$\ln q = \ln q_o - \alpha t. \quad (4)$$

На оси ординат отсекается отрезок lnqo, через тангенс угла наклона определяется величина $\alpha = z_o$, тогда $Q_{нак} = q_o/\alpha$. Продолжительность эффекта $T_{пр}$ приближённо определяется по оси абсцисс при $\ln q = 0$. При заданном дебите до ГРП, равном q', определяется кратность увеличения дебита:

$$K_p = 1 + \frac{q_o}{q'}. \quad (5)$$

Таким образом, все параметры, необходимые для расчёта эффективности ГРП по фонду скважин, определены, при этом, следует отметить, что схема расчётов является приближённой из-за предположения $t \to \infty$.

Для расчёта дополнительной годовой добычи нефти при строительстве новых скважин с ГРП («под ключ») может быть использовано уравнение Ю.П. Желтова [1], предложенное при создании теории поэлементного ввода месторождения в разработку.

В данном случае, по мнению А.Н. Никитина, используется аналогия добычи нефти из элемента пласта и дополнительной добычи из скважины за счёт проведения операций ГРП. Уравнение для годовой дополнительной добычи нефти в этом случае имеет вид:

$$Q_i(t) = Q_{нак} \int_o^t n(\tau)\, z(t-\tau)\, d\tau, \quad 6)$$

где $n(t)$ – число ГРП, проведённых за год, или число новых скважин, законченных бурением и сданных «под ключ»; $z(t)$ – вышеприведённая функция, в которой показатель α принимается средним по совокупности скважин.

Для рассматриваемого эксплуатационного объекта $БС_{4\text{-}5}$ перспектива широкого применения ГРП связана с вводом в разработку неразбуренной части залежи. Проектное число скважин составляет 1789. При средней дополнительной добыче на скважину, равной 16,6 тыс. т, α = 0,0467 (время t в месяцах), срок разбуривания t = 31 год, максимальный прирост годовой добычи нефти 955,5 тыс. т. Суммарная добыча нефти оценивается в 29,6 млн т, что составляет 26,1 % коэффициента использования запасов. Предложенная расчётная схема позволяет при проведении технологических расчётов определить дополнительную добычу нефти от применения ГРП на месторождении.

Таким образом, анализ эффективности ГРП на пласте $БС_{4\text{-}5}$ Приразломного месторождения показал их высокую эффективность. По предложеннной А.Н. Никитиным схеме расчёта можно наглядно убедиться в эффективности проведения операций ГРП, максимальном приращении дебита нефти, дополнительной добычи нефти на одну скважино-операцию, на основании которых рассчитывается дополнительная годовая добыча нефти от реализации операций ГРП на вновь разбуриваемых участках пласта $БС_{4\text{-}5}$ Приразломного месторождения.

Установлено, что суммарная добыча нефти на вновь разбуриваемых участках месторождения в перспективе может достигнуть 29,6 млн т.

Известно, что в настоящее время эффективная разработка пласта $БС_{4-5}$ с низкопроницаемым коллектором основывается на совместном применении системы ППД с высоким давлением нагнетания воды (до 19 МПа) и широкомасштабном применении операций ГРП.

Мною был проведён расчёт технико-экономические показателей, в результате чего были получены следующие ориентировочные значения:

- 3,21 млн т/г – добыча нефти до произведения мероприятий по ГРП;
- 6,95 млн т/г – добыча нефти после произведения мероприятий по ГРП;
- 3,73 млн т/г – прирост отбора нефти после произведения мероприятий по ГРП за вычетом потерь;
- 1,37 млрд руб. – затраты на проведение ГРП без учета НДС (1,62 млрд руб. с НДС);
- 31,57 млрд руб. – чистая прибыль;
- 31,48 млрд руб. – чистый доход;
- 28,33 млрд руб. – чистый дисконтированный доход.

В ходе изучения и анализа применения технологии ГРП на Приразломном месторождении были сделаны следующие выводы:

1) увеличение эффективного радиуса скважин и вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной толщины пласта, включая отдельные прослои и гидродинамические изолированные участки залежи, являются основными факторами, улучшающими процесс разработки Приразломного месторождения с применением операций ГРП;

2) реализация проектной трёхрядной системы разработки с дополнительными нагнетательными скважинами в сочетании с ГРП позволяет достичь стабильных высоких дебитов жидкости скважин (40–45 т/сут.) при первоначально запланированных около 10 т/сут.;

3) опираясь на проведенное исследование, можно с уверенностью сказать, что при правильном подборе скважин и проведении всех должных расчетов, необходимых для ГРП, получаем дополнительную добычу нефти в объеме 3,73 млн т/год, то есть применение метода экономически выгодно и целесообразно.

Литература:

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М. : Недра, 1986. – 332 с.
2. Лысенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В.Д. Лысенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 13–18.
3. Малышев А.Г. Состояние и совершенствование работ по проведению гидроразрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А.Г. Малышев, Г.А. Малышев, В.П. Седач [и др.].
4. РД39-0148070-003/11-97. Технологический регламент на проведение работ по интенсификации притока нефти путем ГРП в процессе строительства и КРС на месторождениях ОАО «ЮНГ». СибНИИНП. – Тюмень, 1997.
5. Тимашев Э.М. Анализ эффективности и прогноз объёмов применения технологий гидроразрыва пласта БС4-5 Приобского месторождения / Э.М. Тимашев, Г.М. Еникеева, А.Н. Никитин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 40–42.
6. Хайдар А. Опыт применения гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах ОАО «НК «Роснефть» / А. Хайдар, И. Вафин, А. Никитин [и др.] // SPE 117418. – 2008.
7. Янин А.И. Комплексная технологическая схема разработки Приразломного месторождения. СибНИИНП. – Тюмень 1990. – Т. 1, книга 1 и 2.

References:

1. Zheltov Yu.P. Development of oil fields / Yu.P. Zheltov. – M. : Nedra, 1986. – 332 p.
2. Lysenko V.D. Definition of efficiency of a hydraulic rupture of oil layer / V.D. Lysenko // Oil economy. – 1999. – No. 11. – P. 13–18.
3. Malyshev A.G. A state and improvement of works on carrying out hydraulic fracturing of layers on fields of JSC «Surgutneftegaz» / A.G. Malyshev, G.A. Malyshev, V.P. Sedach [etc.].
4. RD39-0148070-003/11-97. Production schedules on work on an intensification of inflow of oil by GRP in the course of construction and KRS on fields of JSC YUNG. SibNIINP. – Tyumen, 1997.
5. Timashev E.M. Analysis of efficiency and forecast of volumes of use of technologies of hydraulic fracturing of BS4-5 layer of the Priobskoye field / E.M. Timashev, G.M. Enikeeva, A.N. Nikitin [etc.] // Oil economy. – 2006. – No. 9. – P. 40–42.
6. Haidar A. Experience of application of hydraulic fracturing of layer on horizontal wells of JSC Rosneft Oil Company / A. Haidar, I. Vafin, A. Nikitin [etc.] // SPE 117418. – 2008.
7. Yanin A.I. Complex technological scheme of development of Prirazlomnoye field. SIBNI-INP. – Tyumen, 1990. – T. 1, book 1 and 2.