

УДК 622.276.66

УВЕЛИЧЕНИЕ КИН МЕТОДОМ ГРП ДЛЯ ДОВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА СЕВЕРО-НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

THE INCREASE IN THE OIL RECOVERY FACTOR BY THE HYDRAULIC FRACTURING METHOD FOR ADDITIONAL DEVELOPMENT OF RESERVES ON THE SEVERO-NEFTYANOYE FIELD

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Иолчуев Алишер Муслимович

студент-магистрант,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
alifootball@mail.ru

Аннотация. В ходе проведённых расчётов гидравлического разрыва пласта можно сказать, что при правильном выборе составляющих: состава жидкости разрыва (концентрация жидкости-песконосителя и пластовой жидкости, их вязкости, гранулометрический состав песка), доброкачественного оборудования (пескосмесительные агрегаты, обвязка и оборудование устья, выбор пакеров и их правильное применение) можно отметить, что при гидравлическом разрыве пласта увеличивается продуктивность скважины, проницаемость пласта, расширяется зона дренирования. Это позволяет увеличить дебиты скважин после ГРП почти в 2 раза при тех же прочих условиях. Поэтому ГРП при современных рыночных отношениях является одним из самых эффективных, доступных и экономически выгодных мероприятий.

Ключевые слова: увеличение коэффициента извлечения нефти; метод гидравлического разрыва пласта; довыработка запасов нефти; эффективность извлечения нефти; технологическая эффективность ГРП; расчёт параметров скважины-кандидата ГРП; экономическое обоснование эффективности ГРП.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Iolchuev Alisher Muslimovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
alifootball@mail.ru

Annotation. In the course of the calculations of hydraulic fracturing of the formation, it can be said that with the right choice of the components: the composition of the fracturing fluid (the concentration of the sand-carrier liquid and formation fluid, their viscosity, the granulometric composition of sand), benign equipment (sand-mixing units, strapping and equipment of the mouth, the choice of packages and their correct application), it can be noted that during hydraulic fracturing the reservoir increases the productivity of the well, the permeability of the formation, and the drainage zone expands. This allows to increase well flow rates after fracturing by almost 2 times under the same other conditions. Therefore, hydraulic fracturing of the formation under modern market relations is one of the most effective, affordable and cost-effective activities.

Keywords: increase of oil recovery coefficient; method of hydraulic fracturing; additional development of oil reserves; oil recovery efficiency; technological efficiency of hydraulic fracturing; calculation of parameters of the well-candidate of hydraulic fracturing; economic justification of the efficiency of the hydraulic fracturing.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всём мире растёт из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27 %, в Иране – 16–17 %, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37 %, в странах СНГ и России – до 40 % в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные (или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки) запасы нефти достигают в среднем 55–75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах (рис. 1).

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.



Рисунок 1 – Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

Рассматриваемым нами объектом являются залежи нефти Северо-Нефтяного нефтяного месторождения, относящегося к числу «старых», малопродуктивных промышленных объектов, расположенных на крайне западной части нефтедобывающей провинции Краснодарского края (держатель лицензии на разработку месторождения – ООО «РН-Краснодарнефтегаз»).

Северо-Нефтяное месторождение расположено в Темрюкском районе Краснодарского края, в 10 км юго-западнее г. Темрюка. Месторождение открыто в 1982 году, разработка месторождения началась в 1985 году.

Лицензией на право пользования недрами Северо-Нефтяного месторождения владеет ОАО «НК «Роснефть». Часть запасов залежи западного купола и всего восточного купола верхнесарматского горизонта отнесены к нераспределённому фонду недр, поскольку эти залежи распространяются за пределы границ лицензионного участка. Добыча нефти осуществлялась в границах лицензии.

Начальные геологические/извлекаемые запасы нефти, извлекаемые запасы растворённого газа и геологические запасы газа газовых шапок были утверждены в следующих количествах (табл. 1):

Таблица 1 – Начальные геологические/извлекаемые запасы нефти

Продуктивные отложения	Нефть, тыс. тонн		Растворённый газ, млн. м ³		Свободный газ, млн. м ³	Газ газовых шапок, млн. м ³
	B	C ₁	B	C ₁	C ₁	C ₁
1	2	3	4	5	6	7
Западный купол						
Верхний сармат	449 133	661 196	25	28		31
В т.ч. за пределами ЛУ, нераспределённый фонд		7 2				
Нижний сармат	148 40	384 105	10	25		30
Караган		387 103		5		
Чокрак	216 62	600 171	3	10		
Всего по куполу	813 235	2032 575	38	68		
В т.ч. за пределами ЛУ, нераспределённый фонд		7 2				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Восточный купол (за пределами ЛУ, нераспределённый фонд)						
Верхний сармат		$\frac{1060}{314}$		23	394	
Всего по месторождению						
В т.ч. по пластам:						
Верхний сармат	$\frac{449}{133}$		25	51	394	31
Нижний сармат	$\frac{148}{40}$	$\frac{384}{105}$	10	25		30
Караган		$\frac{387}{103}$		5		
Чокрак	$\frac{216}{62}$	$\frac{600}{171}$	3	10		
В т.ч. за пределами ЛУ, нераспределённый фонд		$\frac{1067}{316}$		23	394	

По состоянию на 01.01.2017 г. в целом по Северо-Нефтяному месторождению накопленная добыча, осуществлённая ООО «НК «Роснефть» с начала разработки, составляет:

- нефти – 246 тыс. тонн;
- растворённого газа – 16 млн. м³;
- газа газовых шапок – 19 млн. м³, в том числе:

Горизонт	нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м ³	газа газовых шапок, млн. м ³
Верхний сармат	172	12	15
Нижний сармат	32	4	4
Караган	1	–	
Чокрак	41	2	

Добыча нефти, осуществлённая ООО «РН - Краснодарнефтегаз» до начала лицензирования, составляет 5 тыс. тонн.

Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Караганский горизонт

В добыче нефти участвовали 6 скважин, из них 3 пробурены на горизонт и 3 были переведены с чокракского горизонта (№№ 10, 73 и 87).

По караганскому горизонту промышленный отбор осуществлялся фонтанным способом со средним дебитом скважин по нефти 0,35 тонн/сут. и жидкости 3,6 тонн/сут. до 1995 года.

Скважины с караганского горизонта переводились в консервацию и на другие горизонты со средним дебитом нефти 0,1 тонн/сут. и обводнённостью около 99 %.

Таким образом, эксплуатация караганского горизонта характеризовалась весьма неблагоприятными показателями – дебиты скважин по нефти составляли лишь первые доли тонн/сут., на этом пласте в эксплуатации перебивало меньше всего скважин. И это притом, что он имеет сопоставимую, например, с нижнесарматским горизонтом нефтенасыщенную толщину, меньшую вязкость нефти и многократно большую проницаемость – 40 мД против 2,7 мД. При этом на караганском ярусе нет газовой шапки.

Согласно подсчётному плану и построенным геолого-гидродинамическим моделям караганского яруса, скважины №№ 51 и 77 находятся на ВНК, скважины №№ 10, 73 и 87 проходят вблизи тектонических нарушений, что в целом предопределило их очень низкую продуктивность и преждевременное обводнение. И только скважина № 17 попала в чисто нефтяную зону блока III (эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,6 м), по

которой накопленная добыча нефти и составила 912 тонн. В 1986 году скважина переведена на другой объект. Остальные скважины либо не эксплуатировались на караганском ярусе, либо проходят в его непродуктивной части.

Накопленные отборы нефти по караганскому горизонту составляют чуть больше 1 тыс. тонн. С 2008 по 2016 гг. добыча нефти с караганского горизонта не производилась.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения по караганскому горизонту на 01.01.2017 г. составил 0,004 доли ед.

Максимальный уровень отбора нефти был достигнут в 1988 году, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов составил 1,3 %, темп отбора от НИЗ – 0,44 %.

Нижнесарматский горизонт

В добывающем фонде скважин нижнесарматского горизонта пребывало 22 скважины, все участвовали в добыче. Из 22 добывающих скважин 17 пробурены, 4 были переведены с нижележащего чокракского горизонта (№№ 42, 43, 47 и 49).

По нижнесарматскому горизонту промышленный отбор осуществлялся фонтанным способом со средним дебитом скважин по нефти 1,5 тонн/сут. и жидкости 2,5 тонн/сут. до 1999 года.

Скважины с нижнесарматского горизонта переводились в консервацию и на другие горизонты со средним дебитом нефти 0,13 тонн/сут. и обводнённостью около 98 %. Накопленные отборы нефти по чокракскому горизонту составляют 32 тыс. тонн. С 2008 по 2016 гг. добыча нефти с нижнесарматского горизонта не производилась.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения по нижнесарматскому горизонту на 01.01.2017 г. составил 0,060 доли ед., отбор от начальных извлекаемых запасов составил 20,9 %.

Максимальный уровень отбора нефти был достигнут в 1987 году, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов составил 10,6 %, темп отбора от НИЗ – 7,1 %.

Верхнесарматский горизонт

В добывающем фонде скважин верхнесарматского горизонта пребывало 30 скважин, все участвовали в добыче. Из 30 добывающих скважин было на горизонт пробурено только 3. 10 скважин были переведены с чокракского горизонта (№№ 12, 37, 42, 43, 47, 49, 54, 57, 76 и 94), 2 были переведены с караганского горизонта (№№ 17 и 51), 15 – были переведены с нижнесарматского горизонта (№№ 38, 41, 44, 46, 48, 56, 58, 69, 82, 86, 91, 92, 93, 96 и 97).

На 01.01.2017 г. верхнесарматский горизонт эксплуатируется 11-ю добывающими скважинами, из них 1 является фонтанной, 10 механизированными. Среднесуточный дебит по нефти за 2016 год составил 1,7 тонн/сут., по жидкости 3,3 тонн/сут., обводнённость 47,8 %.

Накопленный отбор нефти по верхнесарматскому горизонту составляет 177 тыс. тонн, что составляет 29,1 % от начальных извлекаемых запасов. Текущий КИН для верхнего сармата составил 0,082 доли ед., 5 тыс. тонн нефти было добыто на Восточном куполе (нераспределённый фонд) двумя скважинами, пробуренными в 80-х годах. За 2016 год добыча нефти на верхнем сармате составила 5,6 тыс. тонн, что соответствует темпу отбора от НИЗ – 1,7 % и темпу отбора от ТИЗ – 3,1 %.

Максимальный уровень отбора нефти был достигнут в 1991 году, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов составил 9 %, темп отбора от НИЗ – 3,8 %.

Чокракский горизонт

В добыче нефти участвовали 28 скважин. Из 28 добывающих скважин 27 пробурены на горизонт, 1 скважина (№ 77) была переведена в 1987 году с караганского горизонта.

Отбор продукции в течение всего периода разработки по чокракскому горизонту осуществлялся фонтанным способом со средним дебитом скважин по нефти 1,2 тонн/сут. и жидкости 6,4 тонн/сут. Добывающие скважины прекращали работать на чокракский горизонт с дебитом в среднем около 0,2 тонн/сут. и обводнённостью в среднем около 97 %. В 2006 году из консервации была выведена скважина № 83, она отработала 468 часов со средним дебитом по нефти 0,4 тонн/сут. и жидкости 0,61 тонн/сут. На 01.01.2017 г. эта скважина продолжает оставаться одной из двух находящихся в бездействии.

Накопленные отборы нефти по чокракскому горизонту составляют 41 тыс. тонн. За последний год работы добыча нефти составила 0,022 тыс. тонн при обводнённости 66 %, темпе отбора от НИЗ – 0,01 %, темпе отбора от ТИЗ – 0,02 %. С 2008 по 2016 гг. добыча нефти с чокракского горизонта не производилась.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения по чокракскому горизонту на 01.01.2017 г. составил 0,05 доли ед., отбор от начальных извлекаемых запасов составил 16,7 %.

Максимальный уровень отбора нефти был достигнут в 1987 году, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов составил 11,9 %.

На рисунке 2 приведена характеристика технологических параметров разработки Северо-Нефтяного месторождения.

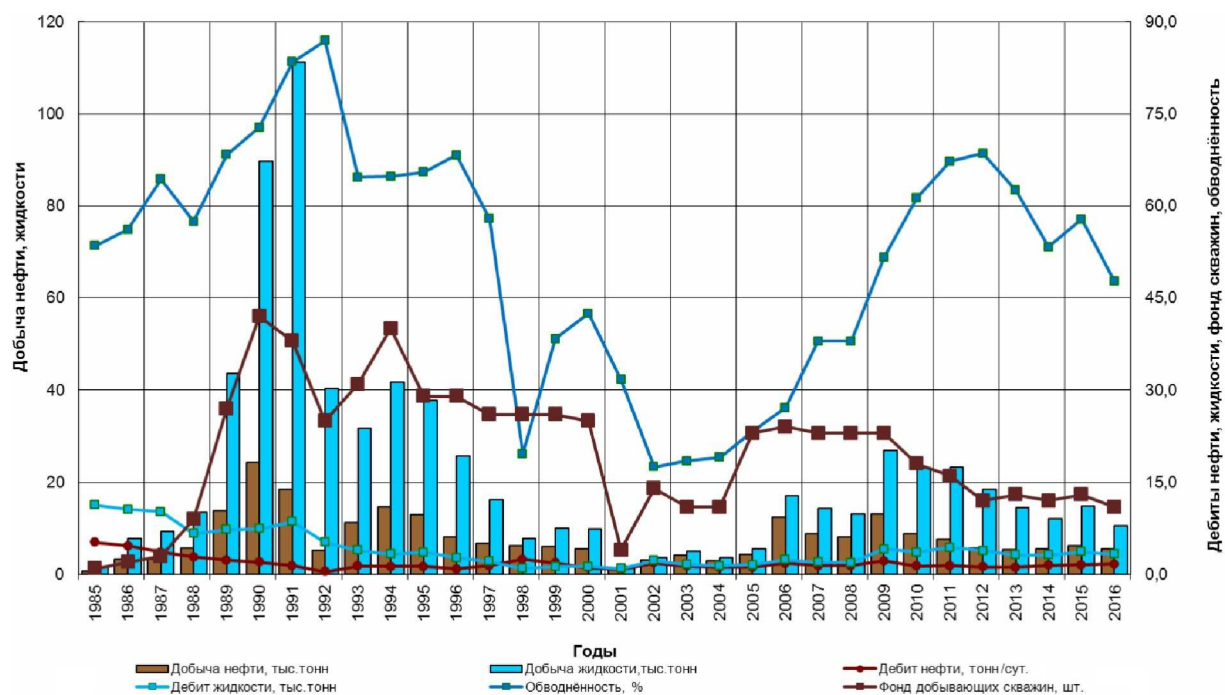


Рисунок 2 – Характеристика технологических параметров разработки Северо-Нефтяного месторождения

Можно сделать заключение, что на Северо-Нефтяном месторождении при текущем состоянии разработки утверждённого КИН не достигнуть. Малая нефтеотдача обуславливается высокой обводнённостью продукции и значительным количеством неработающих скважин. На 01.01.2017 г. в разработку не вовлечена большая часть извлекаемых запасов.

Необходимо обязательно увеличить комплекс высокоэффективных мероприятий по увеличению КНО, например: ГКО, ГРП, перестрел, бурение вторых стволов, бурение новых скважин.

Выводы по текущему состоянию разработки

Текущее состояние разработки характеризуется:

- низкими дебитами скважин по жидкости и нефти, низкими темпами отбора нефти;
- высокой обводнённостью продукции скважин с начала разработки;
- снижением продуктивных характеристик залежей за время разработки;
- низкой эффективностью действующей системы разработки.

Требуется повышение продуктивности скважин и объектов разработки, осуществление эффективного контроля и планирования регулирующих мероприятий.

Анализ разработки месторождения показывает, что перспективы доработки могут быть связаны с:

- залежами, обладающими наибольшей концентрацией остаточных подвижных запасов нефти;

- проведением мероприятий по оптимизации существующей системы разработки;
- наращиванием фонда действующих скважин за счёт вывода из бездействия и наблюдения;
- массовым проведением на скважинах прогрессивных ГТМ (РИР, ГРП, технологий ОПЗ);
- наращиванием $K_{охв}$ по площади путём бурения новых добывающих скважин и боковых (вторых) стволов.

В статье рассматривается проведение гидравлического разрыва пласта как один из способов увеличения КИН на Северо-Нефтяном месторождении.

Определение технологической эффективности ГРП

Ожидаемый технологический эффект от ГРП по приближённой формуле И.В. Кривоносова и И.А. Чарного определяется как:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\lg\left(\frac{R_k}{\ell/4}\right)}, \quad (1)$$

где Q_1 и Q_2 – дебит скважины соответственно до и после ГРП, тонн/сут.

Из этой формулы следует, что дебит скважины после ГРП:

$$Q_2 = n \cdot Q_1. \quad (2)$$

При расчёте потребного технического обеспечения процесса находят число насосных и пескосмесительных агрегатов, а также количество автоцистерн.

Насосные агрегаты принимают в соответствии с их подачей при определённых давлениях. Потребное число насосных агрегатов определяется из выражения:

$$N = \frac{P_y \cdot Q_{ж}}{P_a \cdot Q_a \cdot K_m} + 1, \quad (3)$$

где Q_a – производительность агрегата при рабочем давлении, л/с; K_m – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы агрегата ($K_m = 0,5 \div 0,8$); $Q_{ж}$ – темп закачки жидкости гидроразрыва; P_a – рабочее давление агрегата, МПа; P_y – давление разрыва на устье скважины, МПа.

Пескосмесительные агрегаты выбирают, исходя из заданного количества песка. Автоцистерны находят по общему объёму жидкостей для ГРП.

Расчёт параметров скважины-кандидата ГРП

В настоящее время разработаны множество программных комплексов, позволяющих моделировать геометрию трещины, её проводимость с учётом оперативно изменяющихся данных по свойствам и проницаемости пластов, диаметру НКТ, давления гидроразрыва, видов и производителей проппантов, применяемых и необходимых расходов насосных агрегатов. Программные комплексы существенно ускоряют и облегчают работу по моделированию параметров трещины. Результат моделирования выгружается в отдельный файл Excel, называющийся дизайном ГРП. К наиболее распространённым программным комплексам относятся:

- Meyer MFrac;
- FracCade;
- FracProPT;
- GONFER;
- StimPT (КО).

Расчёт в программе FracProPT, проведённый нами по скважине № 104 Северо-Нефтяного месторождения, представлен ниже.

1. Составляется фрак-форма для загрузки данных по скважине в программный комплекс:

Данные по скважине - кандидату ГРП

Месторождение Field	Северо - Нефтяное		Скважина Well	104
Пласт Formation	Чокрак		Куст Kust	

Конструкция скважины

Тип колонны Casing type	Нар. Диаметр O.D.	Глубина спуска Shoe depth		Высота подъема цемента CBL Level	
Направление Conductor	426 mm	21,7	m	21,7-0,0	m от устья from surface
Кондуктор S/Casing	324 mm	200,1	m	200,1-0,0	m от устья from surface
Тех Колонна Intern./Casing	245 mm	753	m	753,0-0,0	m от устья from surface
Э/колонна Prod/Casing	146 mm	1002,8	m	1002,8-0,0	m от устья from surface

Конструкция эксплуатационной колонны

Глубина Depth		Наружный диам.	Толщина стенки		Внутренний диаметр	Марка стали Steel Grade
От (From)	До (To)	O.D. (mm)	W.Th. (mm)		I.D. (mm)	
1002,8	0	146	8,5		129	Д
			170	атм atm		

Альtitуда ротора, м Altitude of Rotary Table	49,48	Альtitуда муфты Altitude of W.H. Flange	45,33	Ар - Ам KB - WF	4,15	М m
---	-------	--	-------	--------------------	------	--------

Тип Ф/А, завод изготовитель Type of WH, manufacturer	АФ КЗ-65х21				
Тип КГ, завод изготовитель Type of casing head, manufacturer	ОКК2-35-146х245х324				
Максимальный угол в скважине Maximum Wellbore Deviation	14,46	град deg	На глубине At the Depth		740 М m
Искусственный забой PBD	983,2	М m	Текущий забой Current depth		982 М m

Данные по перфорации

Глубина Depth		Пласт Formation	тип перфоратора gun type	отв/м spm	дата перфорации perf date
От (From)	До (To)				
924,0	923,0	Чокрак	ЗПКТ 89НБО+ГП	20	планируемый
918,9	917,8				
916,1	915,0				
900,3	896,9				

Данные по пласту

Тип пласта-коллектора reservoir type	карбонатно-поровый	
Газовый фактор GOR	м3/м3 m3/m3	56,3
Давление насыщения Bubble point pressure	Атм. atm	100
Вязкость нефти Oil viscosity	МПа*с mPa*s	16,3
Плотность нефти в пов. усл. Oil density (ambient conditions)	г/см3	0,893
Относит. плотность газа (по воздуху) Relative gas density	кг/м3	0,599
Объемный коэффициент нефти Formation volume factor	м3/м3	1,129
Радиус дренирования скважины Drainage radius	М m	150
Расстояние до газонасыщенной залежи Water-bearing formation distance	М m	-
Температура на забое BH temperature	°C	53
Начальное пластовое давление Initial formation pressure	Атм. atm	174
Текущее пластовое давление Formation pressure	Атм. atm	165
Эффективная мощность Net pay	М m	6,6
Общая мощность пласта Gross pay	М m	27
Пористость пласта Porosity	%	0,178
Проницаемость пласта Reservoir permeability	мД mD	14

2. По результатам загруженных данных по пластам, наличию оборудования, типа проппанта строится геометрия, обеспечивающая максимальную проводимость (длина, ширина, высота), но исключающая прорыв в водоносные горизонты и пропластки:

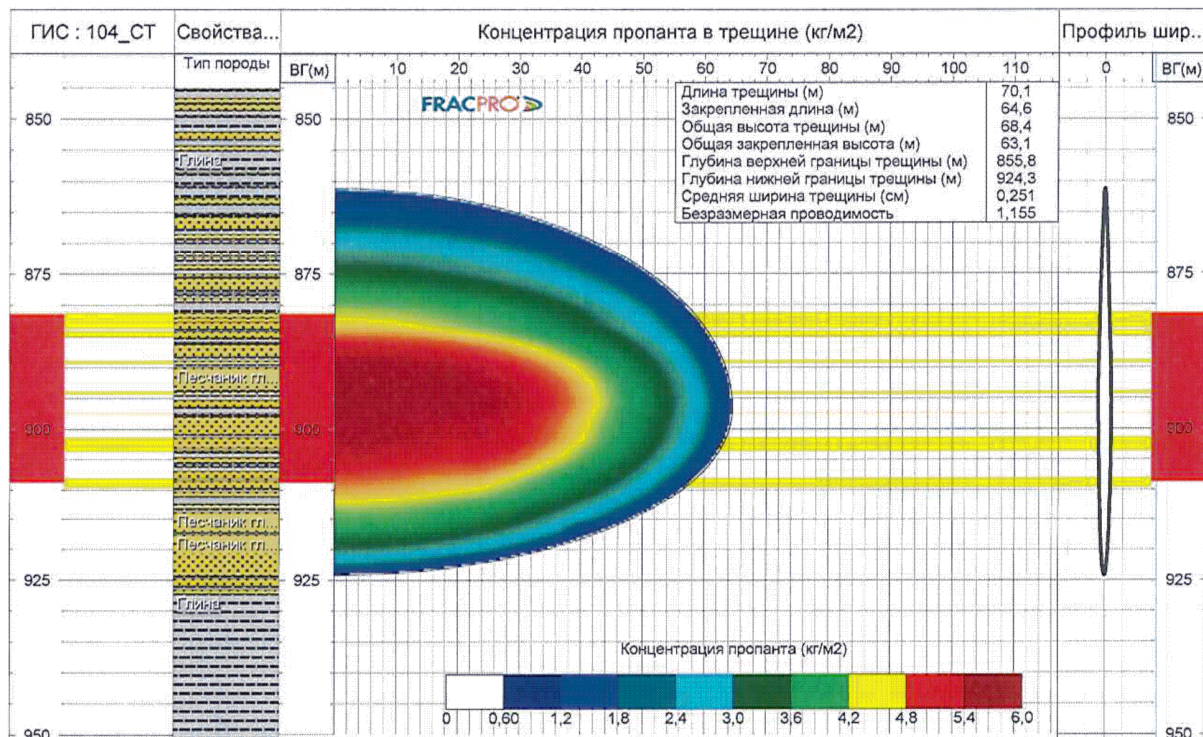


Рисунок 3 – Профиль трещины с ГИС и пропластками

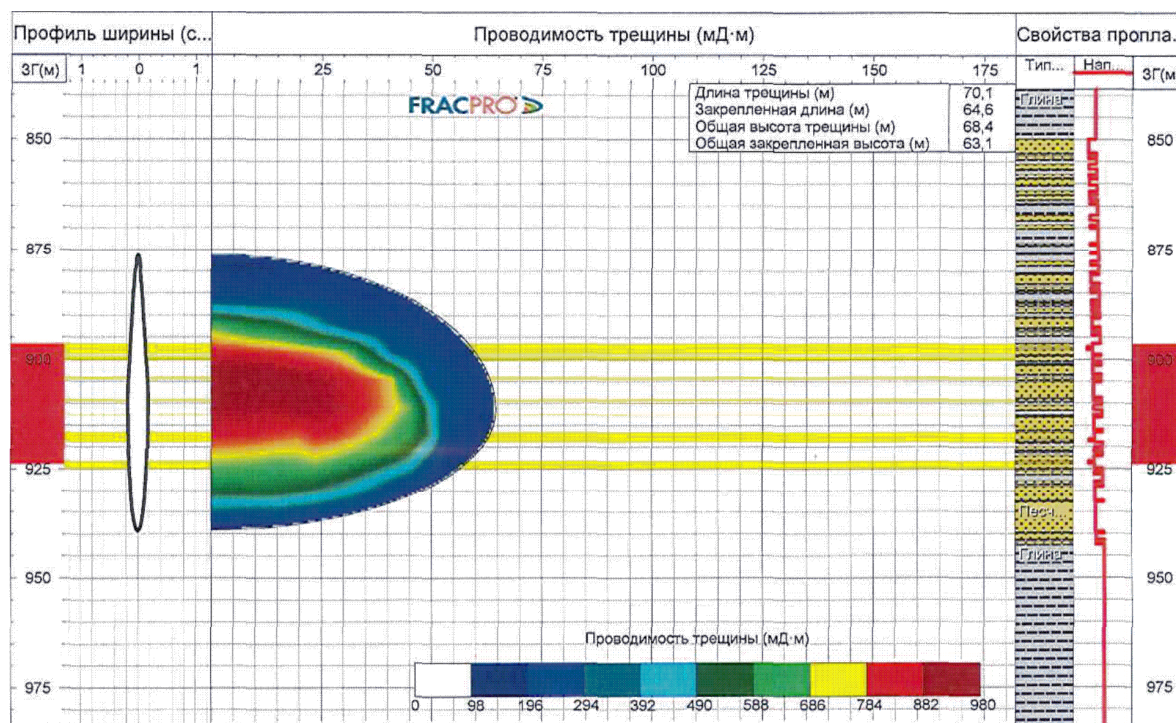


Рисунок 4 – Проводимость трещины

3. После моделирования трещины с максимальной проводимостью проект сохраняется и выгружается программа работ, включающая поэтапные параметры работы насосных агрегатов, расход проппанта пескосмесителями, давления на устье и т.д.:

Краткие данные по подвергаемой гидроразрыву скважине.
(приведены на основании предоставленной заказчиком информации)

Данные по техническому состоянию скважины

Конструкция обсадной колонны:

Глубина Depth		Наружный диам.	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Марка стали Steel Grade
От (From)	До (To)	O.D. (mm)	W.Th. (mm)	I.D. (mm)	
0	1002,8	146	8,5	129	Д
Э/К опрессована на Production casing pressure tested			170	атм atm	

Текущий забой **982 м.**

Данные по перфорации:

Глубина Depth		Пласт	тип перфоратора	отв/м	дата перфорации
От (From)	До (To)	Formation	gun type	spm	perf date
896,9	900,3	Чокрак	ЗПКТ 89НБО+ГП	20	
915	916	Чокрак	ЗПКТ 89НБО+ГП	20	
917,8	918,9	Чокрак	ЗПКТ 89НБО+ГП	20	
923	924	Чокрак	ЗПКТ 89НБО+ГП	20	

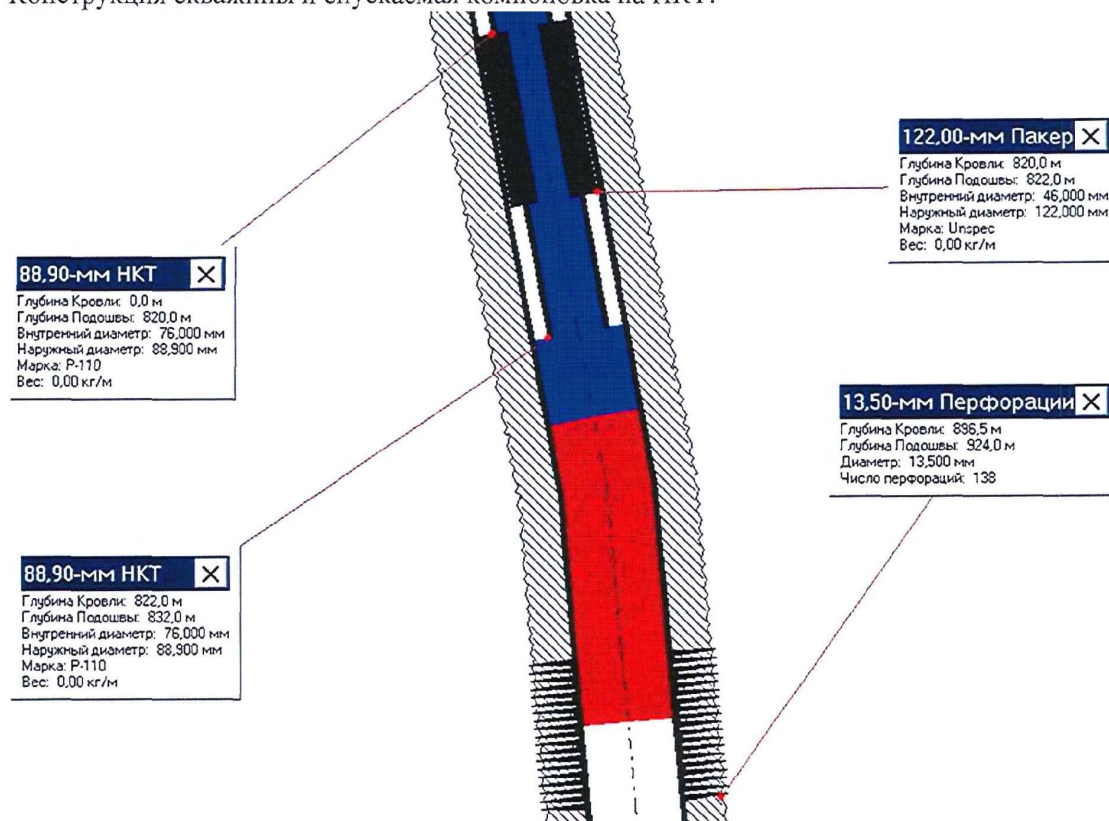
Планируемая спускаемая компоновка НКТ (марка труб Р-110):

Длина (м)	Тип сегмента	Внутренний диаметр НКТ (мм)	Наружный диаметр НКТ (мм)	Марка
210	Наземная линия	110.000	139.700	Р-110
820	НКТ	76.000	88.900	Р-110
2	Пакер	46.000	122.000	ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2-122
8	НКТ	76.000	88.900	Р-110

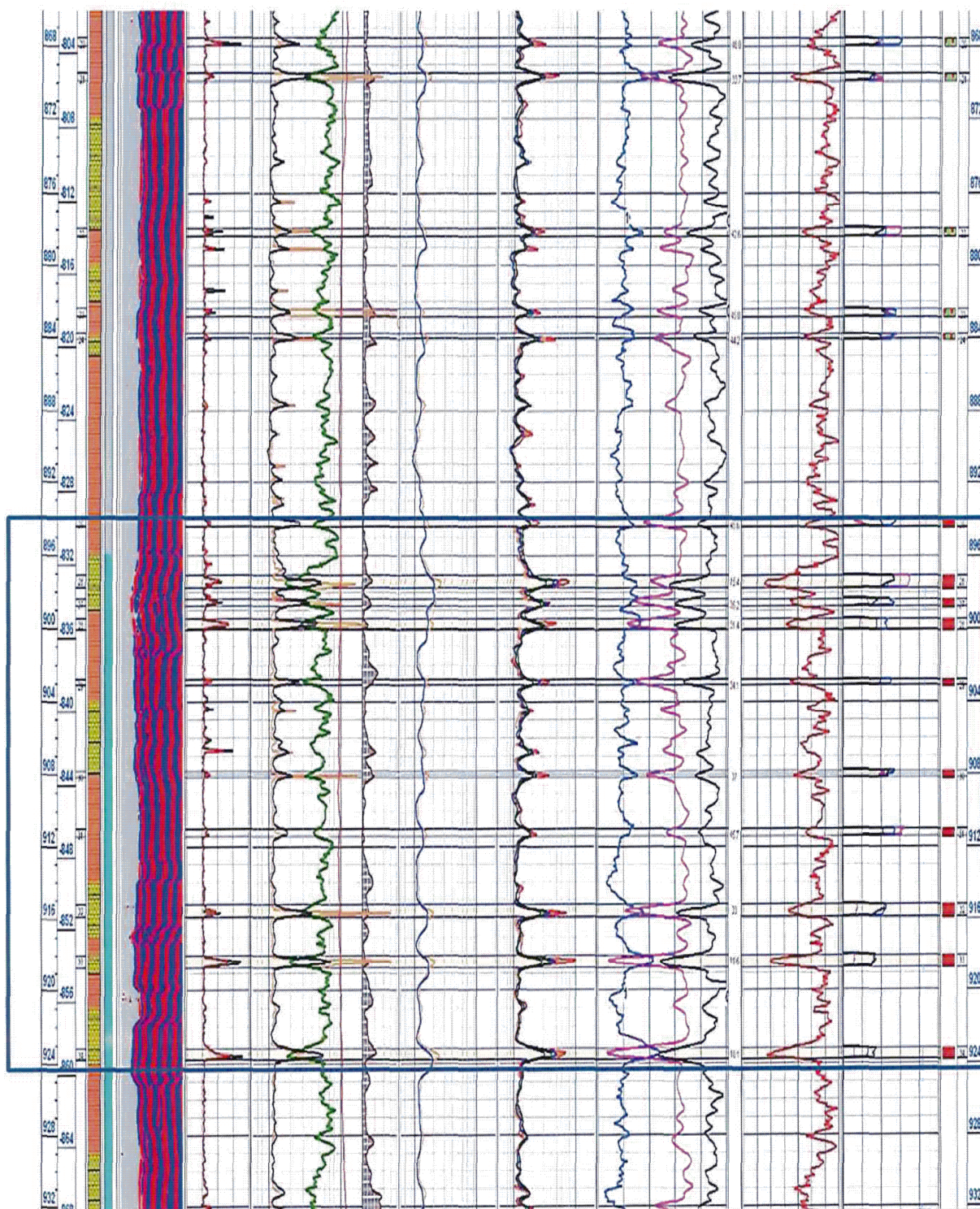
Суммарный объем подвески НКТ (м³) 6.61
Закачка через НКТ

Исходные данные обрабатываемого пласта

(приведены на основании предоставленной заказчиком информации)
Конструкция скважины и спускаемая компоновка на НКТ:



Данные ГИС:



Дизайн-проект проведения ГРП

(составлен на основании предоставленных данных в программном комплексе FracproPT)

Параметры пропластков

Проласток №	Кровля (м)	Литология	Трещиностойкость (кПа·см ^{0.5})	Давление смыкания (атм)	Градиент давления смыкания (атм/м)	Модуль Юнга (атм)	Коэффициент Пуассона	Суммарный коэффициент фильтрации (м/мин ^{0.5})	Проницаемость пласта по пластовой жидкости (мД)
1	0,0	Глина	1200,0	137,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
2	850,0	Песчаник гли	1000,0	125,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
3	853,1	Глина	1200,0	138,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
4	853,8	Песчаник гли	1000,0	125,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
5	854,5	Глина	1200,0	138,6	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
6	855,6	Песчаник гли	1000,0	126,2	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
7	856,7	Глина	1200,0	139,0	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
8	857,9	Песчаник гли	1000,0	126,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
9	858,6	Глина	1200,0	139,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
10	859,0	Песчаник гли	1000,0	126,7	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
11	860,3	Глина	1200,0	139,6	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
12	861,6	Песчаник гли	1000,0	127,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
13	862,3	Глина	1200,0	139,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
14	862,6	Песчаник гли	1000,0	127,2	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
15	863,5	Глина	1200,0	140,1	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
16	864,3	Песчаник гли	1000,0	127,4	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
17	864,6	Глина	1200,0	140,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
18	867,1	Песчаник гли	1000,0	127,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
19	868,2	Глина	1200,0	140,9	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
20	869,3	Песчаник гли	1000,0	128,2	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
21	870,1	Глина	1200,0	141,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
22	873,5	Песчаник гли	1000,0	128,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
23	873,9	Глина	1200,0	141,9	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
24	875,7	Песчаник гли	1000,0	129,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
25	876,0	Глина	1200,0	142,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
26	877,8	Песчаник гли	1000,0	129,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
27	878,7	Глина	1200,0	142,6	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
28	880,3	Песчаник гли	1000,0	129,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
29	880,5	Глина	1200,0	142,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
30	880,8	Песчаник гли	1000,0	130,0	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
31	882,8	Глина	1200,0	143,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
32	883,6	Песчаник гли	1000,0	130,3	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
33	884,2	Глина	1200,0	143,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
34	884,6	Песчаник гли	1000,0	130,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
35	884,9	Глина	1200,0	143,7	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
36	886,6	Песчаник гли	1000,0	130,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
37	887,0	Глина	1200,0	143,9	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
38	887,4	Песчаник гли	1000,0	130,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
39	887,8	Глина	1200,0	144,1	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
40	888,6	Песчаник гли	1000,0	131,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
41	889,3	Глина	1200,0	144,3	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
42	890,2	Песчаник гли	1000,0	131,3	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
43	890,6	Глина	1200,0	144,5	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
44	890,8	Песчаник гли	1000,0	131,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
45	892,7	Глина	1200,0	144,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
46	893,1	Песчаник гли	1000,0	131,7	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

47	893,4	Глина	1200,0	145,0	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
48	894,0	Песчаник гли	1000,0	131,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
49	894,5	Глина	1200,0	145,3	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
50	896,4	Песчаник гли	1000,0	132,3	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
51	897,2	Песчаник	800,0	123,5	0,1400	9,52e+04	0,200	7,399e-04	1,400e+01
52	897,8	Песчаник гли	1000,0	132,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
53	898,9	Глина	1200,0	145,9	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
54	899,3	Песчаник гли	1000,0	132,7	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
55	900,3	Глина	1200,0	146,1	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
56	900,9	Песчаник гли	1000,0	132,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
57	901,1	Глина	1200,0	146,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
58	901,4	Песчаник гли	1000,0	133,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
59	903,3	Глина	1200,0	146,6	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
60	904,0	Песчаник гли	1000,0	133,4	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
61	904,6	Глина	1200,0	146,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
62	905,2	Песчаник гли	1000,0	133,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
63	908,8	Глина	1200,0	147,5	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
64	909,1	Песчаник гли	1000,0	134,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
65	909,6	Глина	1200,0	147,7	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
66	910,5	Песчаник гли	1000,0	134,4	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
67	911,5	Глина	1200,0	148,0	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
68	912,6	Песчаник гли	1000,0	134,6	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
69	912,8	Глина	1200,0	148,1	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
70	913,2	Песчаник гли	1000,0	134,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
71	916,0	Глина	1200,0	148,7	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
72	916,6	Песчаник гли	1000,0	135,3	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
73	918,2	Песчаник	800,0	126,5	0,1400	9,52e+04	0,200	7,399e-04	1,400e+01
74	918,6	Песчаник гли	1000,0	135,5	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
75	918,9	Глина	1200,0	149,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
76	919,9	Песчаник гли	1000,0	135,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
77	920,6	Глина	1200,0	149,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
78	920,9	Песчаник гли	1000,0	135,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
79	921,3	Глина	1200,0	149,6	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
80	922,1	Песчаник гли	1000,0	136,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
81	923,3	Песчаник	800,0	127,2	0,1400	9,52e+04	0,200	7,399e-04	1,400e+01
82	923,8	Песчаник гли	1000,0	136,4	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
83	924,9	Глина	1200,0	150,2	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
84	925,5	Песчаник гли	1000,0	136,6	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
85	926,2	Глина	1200,0	150,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
86	927,8	Песчаник гли	1000,0	136,9	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
87	928,4	Глина	1200,0	150,7	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
88	929,1	Песчаник гли	1000,0	137,3	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
89	932,4	Глина	1200,0	151,4	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
90	932,8	Песчаник гли	1000,0	138,1	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
91	939,5	Глина	1200,0	152,5	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
92	940,0	Песчаник гли	1000,0	138,8	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
93	941,3	Глина	1200,0	152,8	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01
94	941,9	Песчаник гли	1000,0	139,0	0,1500	2,30e+05	0,220	7,118e-04	7,000e+00
95	942,5	Глина	1200,0	153,0	0,1650	5,08e+05	0,250	3,102e-04	1,000e-01

План обработки на основе входных данных

104 СН МИНИ-ГРП

№д/э станции	чистый				смесь				пропант				Сливатель	Деструктор 1	Деструктор 2	Деструктор 3	Продолжение льность этапа	Время до окончания ГРП
	чистый объем станции м ³	концентрация кг/м ³	средн кг/м ³	расход вес м ³ /мин	Грязн. объем станции м ³	сумма м ³	расход выход м ³ /мин	тип флорцда	проп. на станции	проп. весог	тип проп.	плотн.						
1	6,6	Гидротест		3,50	6,6	6,6	3,5	EPС LT (2814)	0,0	0,0	0	1,40	WBСap LT	EB-102	WGB-2	0:01:53	0:23:41	
2		Остановка заправки			6,6	6,6				0,0	0					0:15:00	0:21:48	
3	2,0	Мини-ГРП		3,50	2,0	8,6	3,5	EPС LT (2814)	0,0	0,0	0	1,40	0,50	2,00		0:00:34	0:06:48	
4	4,5	150	300	3,34	4,8	13,4	3,5	EPС LT (2814)	1012,2	1012,2	2650	1,40	0,50	2,00		0:01:22	0:06:14	
5	2,0	Продавка мини-ГРП		3,50	2,0	15,4	3,5	EPС LT (2814)	0,0	1012,2	0	1,40	0,50	2,00		0:00:34	0:04:52	
6	9,0	Продавка мини-ГРП		3,50	9,0	24,4	3,5	EPС LT (2800)lin	0,0	1012,2		0,00	0,50			0:02:34	0:04:17	
7	3,0	ТСР		3,5..0	3,0	27,4	3,5..0	EPС LT (2800)lin	0,0	1012,2		0,00	0,50			0:01:43	0:01:43	
8		Остановка заправки			27,4	27,4			1012,2							0:00:00	0:00:00	
Гидро- тест/ мини- ГРП	Чистый объем сумма	27,1			Грязный объем сумма	27,4			пропант сумма	1012,2	Итого сумма	21,1	13,6	30,2	0,0	0:23:41		

104 СН основное ГРП

1	25,0	Буферосного ГРП		3,50	25,0	25,0	3,5	EPС LT (2814)	0,0	0,0	0	1,40	0,50	2,00		0:07:09	0:27:27
2	11,0	100	175	3,39	11,6	36,6	3,5	EPС LT (2814)	1918,9	1918,9	2650	1,40	0,60	2,00		0:03:19	0:20:19
3	9,5	250	400	3,24	10,5	47,1	3,5	EPС LT (2814)	3082,4	3082,4	2650	1,40	0,60	2,00		0:03:00	0:17:00
4	9,9	400	550	3,10	11,4	58,5	3,5	EPС LT (2814)	4697,4	4697,4	2700	1,40	0,70	2,00		0:03:15	0:14:00
5	9,0	550	700	2,98	10,8	69,3	3,5	EPС LT (2814)	5620,5	5620,5	2700	1,40	0,75	2,00		0:03:05	0:10:45
6	7,6	700	800	2,86	9,4	78,7	3,5	EPС LT (2814)	5698,4	5698,4	2700	1,40	0,80	2,00		0:02:41	0:07:39
7	5,0	800	1000	2,74	6,6	85,3	3,5	EPС LT (2814)	4495,6	4495,6	2870	1,40	0,90	2,00	0,20	0:01:53	0:04:58
8	3,5	1000	1000	2,60	4,7	90,0	3,5	EPС LT (2814)	3500,0	3500,0	2870	1,40	0,90	2,00	0,30	0:01:21	0:03:05
9	1,5	Продавка		3,50	1,5	91,5	3,5	EPС LT (2814)				1,40		2,00	0,60	0:00:26	0:01:45
10	4,6	Продавка		3,50	4,6	96,1	3,5	EPС LT (2800)lin				0,00		2,00	0,60	0:01:19	0:01:19
11		Остановка заправки				96,1										0:00:00	0:00:00
Осн. ГРП	Чистый объем сумма	86,6			Грязный объем сумма	96,1			пропант сумма	29013,2	Итого сумма	114,8	52,2	164,0	5,7	0:27:27	
Σ	сумма	113,7			сумма	123,5			сумма	30025,4		135,9	65,8	194,2	5,7		

Материал	Количество	Единицы измерения
ЕРС LT (2814)	97,10	м3
ЕРС LT (2800)lin	16,60	м3
ForeProp 20/40	6000.00	кг
ForeProp 16/20	16000.00	кг
BorProp RCP 12/18	8000.00	кг

Планируемый водозабор – Ханьков

Объем воды для замешивания – 125 м³

Химреагенты*

Тип химреагента	Линейный гель		Сшитый гель		Общая потребность
	Концентрация кг/м ³ (л/м ³)	Потребность	Концентрация кг/м ³ (л/м ³)	Потребность	
Гелеобразователь WG-46, кг	2,8	61,6	2,8	288,4	350
Боратный шиватель WGXL-10.1, л	0	0	1,4	137,2	137,2
Дезмульгатор WNE-135, л	2	44	2	206	250
Стабилизатор глин WCS-100, л	2	44	2	206	250
Деструктор WBCap-LT, кг	0,5 (мини-ГРП)	13,6	0,5-0,9	52,2	65,8
Деструктор WGB-2, кг	0	0	0,2-0,6	5,7	5,7
Деструктор EB-102, л	0		2	194,2	194,2
Биоцид АМА 35D-P, кг	0,05	1,1	0,05	5,15	6,25

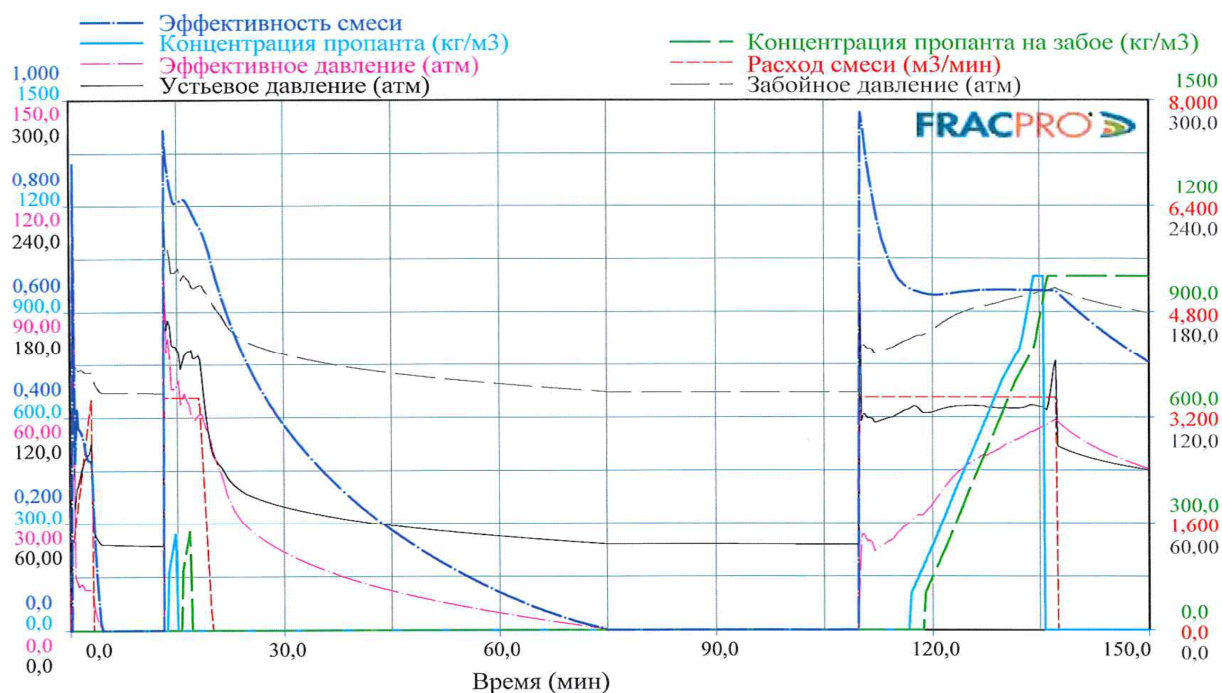
Вода пресная = 125 м³

*Фактический график закачки основного ГРП, соответственно и требуемые объемы химреагентов для приготовления геля основного ГРП, могут быть изменены по результатам проведенного информационного мини-ГРП.

Порядок проведения работ на скважине:

- 1 Осмотр устья, кустовой площадки, емкостей.
 - 2 Инструктаж персонала и удаление посторонних людей.
 - 3 Расстановка и обвязка оборудования и спецтехники согласно утвержденной схемы
 - 4 Проверка качества воды и тестирование химреагентов.
 - 5 Подключение агрегатов флота ГРП к СКУ.
 - 6 Приготовление жидкости разрыва для проведения информационного мини-ГРП.
 - 7 Создание давления агрегатом ЦА-320 в затрубном пространстве скважины до 100 атм (значение корректируется по прибытию на скважину).
 - 8 Опрессовка линии высокого давления на давление не менее 250 атм (150% от ожидаемого максимального давления) с последующим стравливанием давления.
 - 9 Визуальный осмотр всех линий манифольда, аппаратуры.
 - 10 Проведение мини-ГРП в соответствии с дизайн-проектом.
 - 11 Обсчет данных мини-ГРП, при необходимости – внесение корректировок в график закачки основного ГРП (редизайн).
 - 12 Приготовление жидкости разрыва для основного ГРП.
 - 13 Проведение ГРП в соответствии с утвержденным дизайн-проектом (редизайном).
 - 14 После окончания ГРП запись устьевого давления до смыкания трещины.
 - 15 Герметизация устья скважины, стравить давление в линии и затрубном пространстве скважины.
 - 16 Разборка линии манифольда высокого и низкого давления.
 - 17 Укладка и сборка оборудования в транспортное положение.
 - 18 Демобилизация техники флота ГРП с места производства работ.
- При предоставленной пластовой температуре=53°C и предложенной загрузке химреагентов время полного разложения геля ГРП составит 6-8 часов.

Планируемый график закачки:



Расчет прироста дебита скважины после ГРП. Скважина 104 Северо-Нефтяное месторождение

Пласт Чокрак

Исходные данные / Initial data

Пластовое давление / Formation pressure	165	атм
Условно взятое забойное давление / Bottom flowing pressure	0	атм
ГД проницаемость / Permeability	14	миллидарси
Продуктивная мощность пласта / Net pay	6,6	м
Общая мощность пласта / Gross pay	27	м
Вязкость пластовой нефти / Formation oil viscosity	16,300	сантипуаз
Объемный фактор нефти / Volume factor	1,129	
Полная сжимаемость / Total compressibility	0,0003	1/атм
Радиус дренирования / Drainage radius	150	м
Радиус ствола скважины / Wellbore radius	0,073	м
Предполагаемая обводненность / Water cut	61	%

Данные дизайна ГРП / Fracture design data

Масса пропанта / Proppant mass, (16/20, 12/18, 12/18 SSP)	30,00	т
Объем чистой жидкости без учета неиспользуемого остатка / Fluids required	113,70	м ³
Закрепленная высота трещины / Propped fracture height, Hf	63	м
Закрепленная длина трещины (одно крыло) / Propped fracture length (one wing)	65	м
Средняя закрепленная ширина трещины / Average fracture width on proppant	2,50	мм
Безразмерная проводимость трещины / Dimensionless conductivity, Fcd	0,9	

Расчет прироста дебита скважины после ГРП / Post frac production rate incremental calculations

Скин фактор после ГРП / Post frac skin factor	-4,39	
Коэффициент продуктивности до ГРП / PI before frac	0,03	м ³ /сут/атм
Коэффициент продуктивности после ГРП / Post frac PI	0,11	м ³ /сут/атм
Кратность увеличения коэффициента продуктивности / Folds of increase	3,17	
Безразмерный коэффициент продуктивности после ГРП / Post Frac Jd	0,50	
Дебит по жидкости после ГРП / Post frac fluid rate	25,12	м ³ /сут
Дебит по нефти после ГРП / Post frac oil rate	8,75	т/сут
Дебит по жидкости до ГРП (скин=6) / Fluid rate before frac (skin=6)	0,00	м ³ /сут
Дебит по нефти до ГРП (скин=6) / Oil rate before frac (skin=6)	0,00	т/сут
Прирост дебита по нефти / Oil rate incremental	8,75	т/сут

Экономическое обоснование эффективности ГРП

Суточный дебит вследствие проведения мероприятия увеличился с 0 до 8,75 тонн/сут. Экономические расчёты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Техничко-экономические показатели

№№ п/п	Наименование показателей	до	после	отклонение + / –
1	Суточный дебит, тонн/сут.	0	8,75	+8,75
2	Годовая добыча, тонн/год	1327	3745	+2418
3	Себестоимость 1 тонны нефти, руб.	672,3	521,2	-151,1
4	Условно-годовая экономия, тыс. руб.		565,9	+565,9
5	Удельная условно-годовая экономия, руб.		151,1	+151,1
6	Прибыль, тыс. руб.	235,8	12131,4	+995,6
7	Удельная прибыль, руб.	177,7	328,8	+151,1

Анализируя технико-экономические показатели, можно сделать вывод, что в результате проведения гидравлического разрыва пласта на скважине № 104 Северо-Нефтяного месторождения прирост среднесуточного дебита составил 8,75 тонн/сут. Годовая добыча нефти увеличилась на 2418 тонн/год. При этом снизилась себестоимость 1 тонны нефти на 151,1 руб. За счёт этого прибыль составила 12131,4 тыс. руб.

На основании проведённого анализа считаем, что метод ГРП позволяет быстрее достичь проектного коэффициента нефтеотдачи, тем самым получить отдачу на вложенные денежные средства в более короткий период. В современных условиях это является основным критерием экономической привлекательности финансовых вложений.

Литература:

1. Гидравлический разрыв пластов. Современные достижения в области проектирования обработки скважин методом ГРП. Oilfield Review.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
9. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Патент № 2507389. Способ гидравлического разрыва пласта / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостақ, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок. – Заявка № 2012133791. Приоритет изобретения 07 августа 2012 г. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 февраля 2014 г. Срок действия патента истекает 07 августа 2032 г. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Кубанский государственный технологический университет».
11. Антониади Д.Г., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 2015620282. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

12. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар : Изд-во ЗАО НИПИ «Инж-Гео», 2006. – № 2. – С. 88–91.

13. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.

14. Яковлев А.Л., Кусов Г.В., Машаду Мартинью Лимбин Батишта, Очерedyкo Т.Б. Анализ эффективности применения ГРП на Ельниковском нефтяном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 128–151.

15. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю1 Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-9 Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>

16. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Сабанчинском нефтяном месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>

17. Дашкевич Д.В., Шальская С.В. Арутюнов Т.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮВ1 Верхне-Колик-Еганского месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 250–274.

18. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ эффективности проведения гидравлического разрыва пласта Когалымского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/4-20

19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066 ISSN 0976-2612, Online ISSN 2278-599X. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view

References:

1. Hydraulic rupture of layers. Modern achievements in the field of design of processing of wells by GRP method. Oilfield Review.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

7. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.

9. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novochoerkassk: Face, 2017. – 326 p.

10. Patent No. 2507389. Way of hydraulic fracturing / E.P. Zaporozhets, N.A. Shostak, D.G. Antoniadi, O.V. Savenok. – Application No. 2012133791. Invention priority on August 07, 2012. It is registered in the State register of inventions of the Russian Federation on February 20, 2014. Period of validity of the patent expires on August 07, 2032. Patent holder: Federal state-funded educational institution of the highest professional education «Kuban state technological university».

11. Antoniadis D.G., Arutyunov T.V., Savenok O.V. Hydraulic fracturing database. Certificate on the state registration of the database No. 2015620811. Application No. 2015620282. Date of receipt on March 27, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on May 25, 2015.

12. Savenok O.V., Kusov G.V. Increase in efficiency of a gazokondensatootdacha with the help of hydraulic fracturing of layer on the New and Urengoy gas-condensate field // the Analytical scientific and technical magazine «Geoinzhiniring». – Krasnodar : CJSC NIPI Inzh-Geo publishing house, 2006. – No. 2. – P. 88–91.

13. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Zna-niye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.

14. Yakovlev A.L., Kusov G.V., Machado Martinyu Limbin Batishta, Ocheredko T.B. The analysis of efficiency of application of GRP on the Elnikovskiy oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 128–151.

15. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of technology of carrying out hydraulic fracturing in the conditions of an object Yu1 of the Snow field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vs.n.esrae.ru/2-9 access Mode: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/02/9.PDF>

16. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. The analysis of efficiency of hydraulic fracturing of layer on the Sabanchinsky oil field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2017/03/14.PDF>

17. Dashkevich D.V., Shalskaya S.V. Arutyunov T.V. Tekhnik and technology of carrying out hydraulic fracturing of YuV1 of the field Verkhne-Kolik-Yoganskogo // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 250–274.

18. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of efficiency of carrying out hydraulic fracturing of the Kogalym field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL : vs.n.esrae.ru/4-20

19. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, volume 133 Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» 2017 (AIME 2017) Pages: 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N., Orlova I.O., Likhacheva O.N., Petrushin E.O. Technology and Field Tests of Cement Slurry Treatment by Means of Electrical Hydropulse Device in the Initial Period of WOC // International Journal of Advanced Biotechnology and Research (IJBR) Volume 8, Issue 4, 2017, pp. 1061–1066 ISSN 0976-2612, Online ISSN 2278-599X. – URL : https://drive.google.com/file/d/1We1PZT4aPJk_SB69iLvVZugUvZuJ4LAN/view