

УДК 622.276

**МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА
ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**METHODS OF IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE
FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION
ON THE PRIOSKOYE OIL FIELD**

Чуйкин Егор Петрович

специалист 1 категории
отдела проектирования и мониторинга
разработки месторождений
Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
egor-1994@bk.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении. Приведены общие сведения о месторождении и оценка запасов нефти. Проведён анализ основных технико-экономических показателей разработки Приобского месторождения и описаны особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин. Показаны применяемые методы увеличения нефтеотдачи пластов, выбор метода воздействия на нефтяную залежь и геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия на Приобском месторождении. Описаны методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи (заводнение пластов, кислотные обработки, гидроразрыв пласта, повышение эффективности перфорации).

Ключевые слова: особенности разработки месторождения; методы увеличения нефтеотдачи пластов; выбор метода воздействия на нефтяную залежь; геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия; заводнение пластов; кислотные обработки; гидроразрыв пласта; повышение эффективности перфорации.

Chuiкин Yegor Petrovich

specialist of the 1st category
of the design and monitoring
department of the field development
of the Stavropol Territory,
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific
and Technical Center»
egor-1994@bk.ru

Annotation. In the article methods of influence on bottomhole formation zone for intensification of oil production in Priobskoye field are considered. General information about the deposit and estimation of oil reserves are given. The analysis of the main technical and economic parameters of the Priobskoye field development is carried out and the development features affecting well operation are described. The methods used to increase the oil recovery of reservoirs, the choice of the method of influence on the oil deposit and the geological and physical criteria for the applicability of various methods of influence on the Priobskoye field are shown. The methods of influence on the bottomhole formation zone for intensification of production (flooding of beds, acid treatments, hydraulic fracturing of a layer, increase of efficiency of perforation) are described.

Keywords: features of field development; methods of increasing oil recovery; choice of the method of influence on the oil deposit; geological and physical criteria for the applicability of various methods of influence; waterflooding; acid treatments; hydraulic fracturing; increase the efficiency of perforation.

Введение

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводнённости. Поэтому наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Приобское месторождение (по запасам оно одно из крупнейших месторождений России).

Балансовые запасы нефти, утверждённые ГКЗ, по категории С₁ составляют 1827,8 млн тонн, извлекаемые 565,0 млн тонн при коэффициенте нефтеизвлечения 0,309 с учётом запасов в охранной зоне под поймами рек Обь и Большой Салым.

Балансовые запасы нефти категории C_2 составляют 524073 тыс. тонн, извлекаемые – 48970 тыс. тонн при коэффициенте нефтеизвлечения 0,093.

Приобское месторождение имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;
- по территории месторождения протекает река Обь, разделяющая его на правобережную и левобережную части.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} . Коллектора горизонтов AC_{10} и AC_{11} относятся к средне и низкопродуктивным, а AC_{12} – к аномально низкопродуктивным. Эксплуатацию пласта AC_{12} следует выделить в отдельную проблему разработки, т.к. пласт AC_{12} к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов. Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Общие сведения о месторождении

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска. В настоящее время район относится к числу наиболее экономически быстро развивающихся в автономном округе, что стало возможным в связи с ростом объёмов геологоразведочных работ и нефтедобычи.

Наиболее крупные разрабатываемые близлежащие месторождения: Салымское, расположенное в 20 км на восток; Приразломное, расположенное в непосредственной близости; Правдинское – в 57 км на юго-восток.

К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополюк и нефтепровода Усть-Балык – Омск.

Приобская площадь северной своей частью расположена в пределах Обской поймы – молодой аллювиальной равнины с аккумуляцией четвертичных отложений сравнительно большой мощности. Абсолютные отметки рельефа составляют 30–55 м. Южная часть площади тяготеет к плоской аллювиальной равнине на уровне второй надпойменной террасы со слабо выраженными формами речной эрозии и аккумуляции. Абсолютные отметки здесь составляют 46–60 м.

Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Берёзовской и Полой с крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области. На территории района имеется большое количество озёр, наиболее крупные из которых озеро Олевашкина, озеро Карасье, озеро Окунёвое. Болота непроходимые, замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта.

Для рассматриваемого района характерны подзолистые глинистые почвы на сравнительно возвышенных участках и торфянисто-подзолисто-иловые и торфяные почвы на заболоченных участках местности. В пределах равнин аллювиальные почвы речных террас в основном песчанистые, местами глинистые. Растительный мир разнообразен. Преобладает хвойный и смешанный лес.

Район находится в зоне разобщённого залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемёрзлых пород. Приповерхностные мёрзлые грунты залегают на водоразделах под торфяниками. Толщина их контролируется уровнем грунтовых вод и достигает 10–15 м, температура постоянная и близка к 0 градусам.

На сопредельных территориях (на Приобском месторождении мёрзлые породы не изучены) ММП залегают на глубинах от 140–180 м (Лянторское месторождение).

Мощность ММП составляет 15–40 м, реже более. Мёрзлыми являются чаще нижняя, более глинистая часть новомихайловской и незначительная часть атлымской свит.

Наиболее крупными населёнными пунктами, ближайшими к площади работ, являются города Ханты-Мансийск, Нефтеюганск, Сургут и из более мелких населённых пунктов – посёлки Селиярово, Сытомино, Лемпино и другие.

Оценка запасов нефти

Оценка запасов нефти Приобского месторождения выполнена в целом по пластам без дифференциации по залежам. В связи с отсутствием пластовых вод в литологически ограниченных залежах запасы рассчитывались по чисто нефтяным зонам.

Балансовые запасы нефти Приобского месторождения оценивались объёмным методом.

Основой для расчёта моделей пластов являлись результаты интерпретации ГИС. При этом в качестве граничных значений коллектор-неколлектор были приняты следующие оценки параметров пластов: $K_{ол} \geq 0,145$, проницаемость $\geq 0,4$ мД. Из коллекторов и, следовательно, подсчёта запасов исключались зоны пластов, в которых значения указанных параметров были меньше кондиционных.

При подсчёте запасов использовался метод перемножения карт трёх основных подсчётных параметров: эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности. Эффективный нефтенасыщенный объём рассчитывался отдельно по категориям запасов.

Выделение категорий запасов выполнено в соответствии с «Классификацией запасов месторождений ...» (1983 г.). В зависимости от изученности залежей Приобского месторождения запасы нефти и растворённого газа в них подсчитаны по категориям В, С₁, С₂. Запасы категории В выделены в пределах последних скважин эксплуатационных рядов на левобережном разбуренном участке месторождения. Запасы категории С₁ выделялись на участках, изученных разведочными скважинами, в которых были получены промышленные притоки нефти или имелась положительная информация по ГИС. Запасы в неизученных бурением зонах залежей классифицировались по категории С₂. Граница между категориями С₁ и С₂ проводилась на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (500×500 м), как это и предусмотрено «Классификацией ...».

Оценка запасов завершалась перемножением полученных объёмов нефтенасыщенных коллекторов по каждому пласту и в пределах выделенных категорий на плотность дегазированной при ступенчатой сепарации нефти и пересчётный коэффициент. Следует отметить, что они несколько отличаются от принятых ранее. Связано это, во-первых, с исключением из расчётов скважин, расположенных далеко за пределами лицензионного участка, а, во-вторых, с изменениями индексации пластов в отдельных разведочных скважинах в результате новой корреляции продуктивных отложений.

Принятые подсчётные параметры и полученные результаты подсчёта запасов нефти и приведены ниже.

Запасы нефти

По состоянию на 01.01.2017 г. на балансе ВГФ запасы нефти числятся в объёме: категория С₁:

- балансовые – 1991281 тыс. тонн;
- извлекаемые – 613380 тыс. тонн;
- КИН – 0,308;

категория С₂:

- балансовые – 571506 тыс. тонн;
- извлекаемые – 63718 тыс. тонн;
- КИН – 0,111;

Категория С₁ + С₂:

- балансовые – 256287 тыс. тонн;
- извлекаемые – 677098 тыс. тонн;
- КИН – 0,264.

В таблице 1 приведены запасы нефти Приобского месторождения по пластам.

Таблица 1 – Запасы нефти Приобского месторождения по пластам

Пласт	Категория ВС ₁			Категория С ₂			Всего		
	балансо- вые	извле- каемые	КИН	балансо- вые	извле- каемые	КИН	балансо- вые	извле- каемые	КИН
АС ₁₀	278503	74797	0,269	74858	8059	0,11	353361	82856	0,234
АС ₁₁	703840	272021	0,386	31624	5519	0,18	735464	277540	0,377
АС ₁₂	990308	264360	0,267	404680	44468	0,11	1394988	308828	0,221
АС ₇	15403	1879	0,122	60344	5672	0,09	75747	7551	0,1
АС ₉	3227	323	0,1				3227	323	0,1
Итого	1991281	613380	0,308	571506	63718	0,11	2562787	677098	0,264

Подсчёт запасов по разбуренному участку левобережной части Приобского месторождения был проведен Партией подсчёта запасов АО «Юганскнефтегаз».

В разбуренной части сосредоточено 109438 тыс. тонн балансовых и 31131 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти при КИН 0,284.

По разбуренной части по пластам запасы распределены следующим образом:

пласт АС₁₀:

- балансовые 50 %;
- извлекаемые 46 %;

пласт АС₁₁:

- балансовые 15 %;
- извлекаемые 21 %;

Пласт АС₁₂ :

- балансовые 35 %;
- извлекаемые 33 %.

На рассматриваемой территории основной объём запасов сосредоточен в пластах АС₁₀ и АС₁₂. Данный участок содержит 19,5 % запасов пласта АС₁₀; 2,4 % – АС₁₁; 3,9 % – АС₁₂.

В таблице 2 показаны запасы нефти по зоне эксплуатации Приобского месторождения (левобережная часть)

Таблица 2 – Запасы нефти по зоне эксплуатации Приобского месторождения (левобережная часть)

Пласт	Категория запасов	Запасы нефти, тыс. тонн		КИН, доли ед.
		балансовые	извлекаемые	
АС ₁₀	В	49370	12986	0,263
	С ₁	4937	1299	0,263
	ВС ₁	54307	14285	0,263
АС ₁₁	В	15044	5994	0,398
	С ₁	1204	599	0,398
	ВС ₁	16548	6593	0,398
АС ₁₂	В	35075	9321	0,266
	С ₁	3508	932	0,266
	ВС ₁	38583	10253	0,266
Всего	В	99489	28301	0,284
	С ₁	9949	2830	0,284
	ВС ₁	109438	31131	0,284

Анализ основных технико-экономических показателей разработки Приобского месторождения

Разработка каждого эксплуатационного объекта АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ проводилась при размещении скважин по линейной трёхрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв., с бурением всех скважин до пласта АС₁₂.

В 2007 году институтом «СибНИИНП» было подготовлено «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки левобережной части Приобского месторождения, включая пойменный участок № 4», в котором были даны коррективы по разработке левобережной части месторождения с подключением в работу новых кустов №№ 140 и 141 в пойменной части месторождения. В соответствии с этим документом предусматривается реализация блоковой трёхрядной системы (плотность сетки – 25 га/скв.) с переходом в дальнейшем на более поздней стадии разработки на блочно-замкнутую систему.

Динамика основных технико-экономических показателей разработки представлена в таблице 3.

Анализируя данные таблицы 3, можно увидеть, что добыча нефти постоянно растёт. Если в 2004 году она составляла 2,3 тыс. тонн нефти, то в 2016 году достигла 1485,0 тыс. тонн, добыча жидкости возросла от 2,3 тыс. тонн до 1608,0 тыс. тонн. Таким образом, к 2017 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс. тонн.

Для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины, и начинается закачка воды. На конец 2016 года нагнетательный фонд составляет 135 скважин, а закачка воды росла с 100 тыс. м³ в 2007 году до 2362,0 тыс. м³ в 2016 году. С ростом закачки увеличивается средний дебит действующих скважин по нефти. К 2017 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводнённости продукции и к 2017 году она достигает отметки – 9,8 %, первые 5 лет обводнённость – 0 %.

Фонд добывающих скважин к 2017 году составил 416 скважин, из них скважин, добывающих продукцию механизированным способом – 373.

Приобское месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин

Месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения являются низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приёмистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давления по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС₁₂. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределённый срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС₁₂ является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ относятся к средне- и низкопродуктивным, а АС₁₂ – к аномально низкопродуктивным.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи.

Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части.

Выбор метода воздействия на нефтяную залежь

Выбор метода воздействия на нефтяные залежи определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются:

- 1) геолого-физические характеристики залежей;
- 2) технологические возможности осуществления метода на данном месторождении;
- 3) экономические критерии.

Таблица 3 – Динамика основных показателей разработки Приобского месторождения

№№ п/п	Показатели	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Добыча нефти, тыс. тонн	2,3	23,0	127,0	264,0	426,0	538,0	597,0	715,0	810,0	1062,0	1184,0	1350,0	1485,0
2	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	9	27	62	138	210	306	354	237	296	302	321	332
3	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	9	32	64	123	234	372	450	457	432	413	422	416
4	Фонд механизированных скважин на конец года, шт.	0	4	13	40	71	148	209	323	347	379	379	379	373
5	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	11	16	22	23	27	45	79	104	129	135
6	Среднегодовая обводненность (весовая), %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	2,1	1,0	2,1	1,9	3,9	6,2	9,8
7	Добыча жидкости всего, тыс. тонн	2,3	24,0	127,0	264,0	426,0	545,0	610,0	722,0	828,0	1083,5	1233,0	1439,0	1608,0
8	Закачка воды, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	100,0	621,0	735,0	719,0	704,0	778,5	1570,0	1774,0	2094,0	2362,0
9	Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,7	7,7	6,9	9,0	11,5	11,5	13,1	13,6
10	Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,8	7,9	7,0	9,2	11,9	12,0	14,0	16,9
11	Темп отбора от начальныхвлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,1	0,7	1,1	1,4	1,6	1,8	2,1	2,8	2,1	2,2	2,6
12	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	2,3	25,3	152,3	416,3	842,3	1380,3	1977,3	2692,3	3502,3	4564,3	5748,3	7098,3	8583,3

Перечисленные выше методы воздействия на пласт имеют многочисленные модификации и в своей основе базируются на огромном наборе составов используемых рабочих агентов. Поэтому при анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь, низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов.

Из методов интенсификации добычи нефти воздействием на призабойную зону скважины наиболее широко распространены:

- гидроразрыв пласта;
- кислотные обработки;
- физико-химические обработки различными реагентами;
- теплофизические и термо-химические обработки;
- импульсно-ударное, виброакустическое и акустическое воздействие.

Геолого-физические критерии применимости различных методов воздействия на Приобском месторождении

Основными геолого-физическими характеристиками Приобского месторождения для оценки применимости различных методов воздействия являются:

- глубина продуктивных пластов – 2400–2600 м;
- залежи литологически экранированные, естественный режим – упругий замкнутый;
- толщина пластов АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ соответственно до 20,6; 42,6 и 40,6 м;
- начальное пластовое давление – 23,5–25,0 МПа;
- пластовая температура – 88–90 °С;
- низкая проницаемость коллекторов, средние значения по результатам исследования керна – по пластам АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ соответственно 15,4; 25,8 и 2,4 мД;
- высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов;
- плотность пластовой нефти – 780–800 кг/м³;
- вязкость пластовой нефти – 1,4–1,6 мПа·с;
- давление насыщения нефти – 9–11 МПа;
- нефть нафтенового ряда, парафинистая и малосмолистая.

Сопоставляя представленные данные с известными критериями эффективного применения методов воздействия на пласт, можно отметить, что даже без детального анализа из перечисленных выше методов для Приобского месторождения могут быть исключены тепловые методы и полимерное заводнение (как метод вытеснения нефти из пластов). Тепловые методы применяются для залежей с высоковязкими нефтями и на глубинах до 1500–1700 м. Полимерное заводнение предпочтительно использовать в пластах проницаемостью более 0,1 мкм² для вытеснения нефти с вязкостью от 10 до 100 мПа·с и при температуре до 90 °С (для более высоких температур применяются дорогостоящие, специальные по составам полимеры).

Методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи

Заводнение пластов

Опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что заводнение оказывается довольно эффективным методом воздействия на низкопроницаемые коллектора при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления.

В числе основных причин, вызывающих снижение эффективности заводнения низкопроницаемых пластов, оказывается ухудшение фильтрационных свойств породы за счёт:

- набухания глинистых составляющих породы при контакте с закачиваемой водой;
- засорения коллектора мелкодисперсными механическими примесями, находящимися в закачиваемой воде;
- выпадения в пористой среде коллектора осадков солей при химическом взаимодействии нагнетаемой и пластовой воды;

- уменьшения охвата пласта заводнением вследствие образования вокруг нагнетательных скважин трещин разрыва и распространения их в глубь пласта (для прерывистых пластов возможно также некоторое увеличение охвата пласта по разрезу);
- значительной чувствительности к характеру смачиваемости пород нагнетаемым агентом;
- значительного снижения проницаемости коллектора за счёт выпадения парафинов.

Проявление всех этих явлений в низкопроницаемых коллекторах вызывает более существенные последствия, чем в высокопроницаемых породах.

Для устранения влияния на процесс заводнения указанных факторов используются соответствующие технологические решения: оптимальные сетки скважин и технологические режимы эксплуатации скважин, нагнетание в пласты воды необходимого типа и состава, соответствующая её механическая, химическая и биологическая очистка, а также добавка в воду специальных компонентов.

Для Приобского месторождения заводнение следует рассматривать в качестве основного метода воздействия.

Применение растворов ПАВ на месторождении было отвергнуто, в первую очередь, по причине низкой эффективности этих реагентов в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Для Приобского месторождения и щелочное заводнение не может быть рекомендовано по следующим причинам:

- основной из них является преимущественная структурная и слоистая глинистость коллекторов. Глинистые агрегаты представлены каолинитом, хлоритом и гидрослюдой. Взаимодействие щелочи с глинистым материалом может привести не только к набуханию глин, но и к разрушению породы. Щелочной раствор низкой концентрации увеличивает коэффициент набухаемости глин в 1,1–1,3 раза и снижает проницаемости породы в 1,5–2,0 раза по сравнению с пресной водой, что является критичным для низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения. Применение растворов высокой концентрации (снижающих набухаемость глин) активизирует процесс разрушения породы. Кроме того, глины с высокой способностью к ионному обмену могут отрицательно воздействовать на оторочку щелочного раствора в результате замены натрия на водород;
- сильно развитая неоднородность пласта и большое число пропластков, приводящие к низкому охвату пласта раствором щелочи.

Основным препятствием к применению эмульсионных систем для воздействия на залежи Приобского месторождения являются низкие фильтрационные характеристики коллекторов месторождения. Создаваемые эмульсиями фильтрационные сопротивления в низкопроницаемых коллекторах приведут к резкому уменьшению приёмистости нагнетательных скважин и снижению темпов отбора нефти.

Кислотные обработки

Кислотные обработки пластов осуществляются как для увеличения, так и для восстановления проницаемости коллектора призабойной зоны скважины. Большинство этих работ проведено при переводе скважин в нагнетание и последующего увеличения их приёмистости.

Стандартная кислотная обработка на Приобском месторождении заключается в приготовлении раствора в составе 14 % HCl и 5 % HF объёмом из расчёта 1,2–1,7 м³ на 1 метр перфорированной толщины пласта и закачки его в интервал перфорации. Время реагирования составляет около 8 часов.

При рассмотрении эффективности воздействия неорганических кислот принимались во внимание нагнетательные скважины с длительной (более одного года) закачкой воды до обработки. Кислотная обработка ПЗС в нагнетательных скважинах оказывается довольно эффективным методом восстановления их приёмистости. В качестве примера в таблице 4 представлены результаты обработок по ряду нагнетательных скважин.

Таблица 4 – Результаты обработок в нагнетательных скважинах

№ скважины	Приёмистость до обработки, м ³ /сут.	Приёмистость после обработки, м ³ /сут.	Давление закачки, атм.	Тип кислоты
103	30	220	185	HCl
91	140	480	155	HCl
1127	0	360	175	HCl
1765	30	280	180	HCl
2770	0	335	175	HCl
1792	30	288	170	HCl
2712	0	410	170	HCl
2734	30	410	170	HCl
2730	0	340	170	HCl

Анализ проведённых обработок показывает, что композиция соляной и плавиковой кислоты улучшает проницаемость ПЗС. Приёмистость скважин увеличивалась от 1,5 до 10 раз, эффект прослеживается от 3 месяцев до 1 года.

Таким образом, на основании анализа проведённых на месторождении кислотных обработок можно сделать вывод о целесообразности осуществления кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью восстановления их приёмистости.

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Гидроразрыв широко используется как в отечественной, так и зарубежной практике нефтедобычи.

Значительный опыт ГРП уже накоплен на Приобском месторождении. Анализ выполненных на месторождении ГРП указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП. Гидроразрыв пласта в случае с Приобским месторождением является не только методом интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи. Во-первых, ГРП позволяет подключить недренируемые запасы нефти в прерывистых коллекторах месторождения. Во-вторых, данный вид воздействия позволяет отобрать дополнительный объём нефти из низкопроницаемого пласта АС₁₂ за приемлемое время эксплуатации месторождения.

Проведём оценку дополнительной добычи от проведения ГРП на Приобском месторождении.

Внедрение метода ГРП на Приобском месторождении началось в 2006 году как одного из наиболее рекомендуемых методов интенсификации в данных условиях разработки.

За период с 2009 по январь 2017 года на месторождении было проведено 263 ГРП (61 % фонда). Основное количество ГРП было произведено в 2011 году – 126.

На конец 2011 года дополнительная добыча нефти за счёт ГРП уже составила около 48 % от всей добытой за год нефти. Причём большая часть дополнительной добычи составила нефть пласта АС₁₂ – 78,8 % от всей добычи по пласту и 32,4 % от добычи в целом. По пласту АС₁₁ – 30,8 % от всей добычи по пласту и 4,6 % от добычи в целом. По пласту АС₁₀ – 40,5 % от всей добычи по пласту и 11,3 % от добычи в целом.

Как видно, основным объектом для проведения ГРП являлся пласт АС₁₂ как наиболее низкопродуктивный и содержащий большую часть запасов нефти по левобережной зоне месторождения.

На конец 2016 года дополнительная добыча нефти за счёт ГРП составила более 44 % добычи нефти от всей добытой за год нефти.

Динамика добычи нефти по месторождению в целом, а также дополнительная добыча нефти за счёт ГРП представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Дополнительная добыча от проведения ГРП

	ГОДЫ							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Дополнительная добыча от ГРП, тыс. тонн	2,5	4,9	17,6	79,7	346,7	611,0	701,0	606,0
в % от общей добычи по месторождению в целом	0,42	0,91	2,9	11,1	42,8	57,5	59,2	44,9

Существенный рост добычи нефти за счёт ГРП налицо – начиная с 2009 года, когда дополнительная добыча от ГРП составила 2,5 тыс. тонн. С каждым годом прирост добычи от гидроразрыва растёт. Максимальное значение прироста – 2015 год (701,0 тыс. тонн), в 2016 году значение дополнительной добычи падает до 606,0 тыс. тонн, что ниже, чем в 2014 году на 5,0 тыс. тонн.

Таким образом, ГРП следует рассматривать основным способом увеличения нефтеотдачи на Приобском месторождении.

Повышение эффективности перфорации

Дополнительным средством повышения продуктивности скважин является совершенствование перфорационных работ, а также образование дополнительных фильтрационных каналов при перфорации.

Совершенствование перфорации ПЗС может быть достигнуто за счёт применения более мощных перфорационных зарядов для увеличения глубины перфорационных каналов, увеличения плотности перфорации и использования фазировки.

К методам создания дополнительных фильтрационных каналов может быть отнесена, к примеру, технология создания системы трещин при вторичном вскрытии пласта перфораторами на трубах – система трещинной перфорации пласта (СТПП).

Впервые эта технология была применена фирмой «Marathon» (штат Техас, США) в 2006 году. Её суть заключается в перфорации продуктивного пласта мощными 85,7 миллиметровыми перфораторами плотностью около 20 отверстий на метр при репрессии на пласт с последующим закреплением перфорационных каналов и трещин расклинивающим агентом – бокситом фракции от 0,42 до 1,19 мм.

В результате промысловых испытаний технологии (около 120 обработок) в основном на месторождениях Канады был определён наиболее оптимальный компонентный состав продавочной жидкости и порядок выполнения операций. В качестве «головной» порции жидкости (около 250 м НКТ над перфораторами) может заливаться кислотный состав, нефть, метанол или солевые растворы. Выше располагается «носитель» – цилиндрическая установка с расклинивающим агентом (боксит и др.) в оболочке, раскрывающейся с помощью специальных зарядов, срабатывающих одновременно с основными перфораторами при создании на устье колонны НКТ давления 30–50 МПа. При срабатывании перфораторов устьевое давление в течение 15–30 секунд снижается в 2,0–2,5 раза. Над носителем располагается азот или другой сжимаемый газ, который обеспечивает рост общей энергии системы. За счёт расширения азота достигаются высокие скорости поступления жидкости и расклинивающего агента в отверстия перфорации. Для сжатия газа сверху используются вязкие буферные жидкости.

Промысловые испытания показывают, что эффективность данного метода равноценна гидроразрыву с закачкой в трещины около 2 тонн расклинивающего агента.

Согласно рекомендациям применение СТПП на Приобском месторождении рекомендуется проводить по данным ГИС в зависимости от проницаемости вскрытого пласта.

Если минимальная проницаемость пропластков составляет 2–5 мД, то использование СТПП считается предпочтительнее, чем ГРП. При этом гидроразрыв может быть применён в дальнейшем.

Технология может быть применена также как метод оценки добычных возможностей пласта для проектирования более дорогостоящих интенсифицирующих обработок.

В ходе разработки Приобского месторождения выполнялись мероприятия, направленные на увеличения охвата пластов воздействием и более полного вовлечения их в работу.

Выполнялись:

- дострел интервала перфорации в пределах вскрытого горизонта;
- приобщение пластов.

Основные работы по приобщению и дострелу пластов Приобского месторождения произведены в 2013–2016 гг. Результаты проведения мероприятий по дострелу представлены в таблице 6, по приобщениям – в таблице 7.

Таблица 6 – Сводная таблица результатов дострелов за период 2013–2016 гг.

2013 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество дострелов (скв.)	4	4	25	33
Общая эффективная мощность дострела, м	3,2	31,8	251	286
В среднем по 1 скважине, м	0,8	7,95	10,04	8,67
Средний прирост дебита, тонн/сут.	0	9,1	10,1	9,6
Прирост добычи, тонн	0	1547	12254	13801
2014 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество дострелов (скв.)	2	10	26	38
Общая эффективная мощность дострела, м	7,2	8,4	152	167,6
В среднем по 1 скважине, м	3,6	0,84	5,84	4,41
Средний прирост дебита, тонн/сут.	0	6,85	0	6,85
Прирост добычи, тонн	0	6013	0	6013
2015 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество дострелов (скв.)	2	0	7	9
Общая эффективная мощность дострела, м	1,2	0	4,6	5,8
В среднем по 1 скважине, м	1,2	0	1,5	0,6
Средний прирост дебита, тонн/сут.	4,4	0	0	4,8
Прирост добычи, тонн	1500	0	5000	6500
2016 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество дострелов (скв.)	35	0	20	55
Общая эффективная мощность дострела, м	–	–	–	–
В среднем по 1 скважине, м	–	–	–	–
Средний прирост дебита, тонн/сут.	8,64	0	2,36	5,5
Прирост добычи, тонн	7973,9	0	729,5	8703,4

Таблица 7 – Сводная таблица результатов приобщений за период 2013–2016 гг.

2013 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество приобщений (скв.)	16	14	20	50
Общая эффективная мощность приобщений, м	220,7	168,6	416,0	805,3
В среднем по 1 скважине, м	13,79	12,04	20,80	16,11
Средний прирост дебита, тонн/сут.	6,9	6,4	4,9	6,07
Прирост добычи, тонн	9292	6042	5309	20643
2014 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество приобщений (скв.)	8	5	28	41
Общая эффективная мощность приобщений, м	78,2	86,9	593,0	758,1
В среднем по 1 скважине, м	9,77	17,38	21,18	18,49
Средний прирост дебита, тонн/сут.	4,0	6,7	0	5,35
Прирост добычи, тонн	6498	5698	0	12196
2015 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество приобщений (скв.)	0	0	5	5
Общая эффективная мощность приобщений, м			0	0
В среднем по 1 скважине, м			0	0
Средний прирост дебита, тонн/сут.	0	0	0	0
Прирост добычи, тонн	0	0	0	0
2016 год				
Результаты	Пласты			
	АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего
Количество приобщений (скв.)	88	12	0	100
Общая эффективная мощность приобщений, м				819,1
В среднем по 1 скважине, м				
Средний прирост дебита, тонн/сут.	10,5	9,4	0	9,9
Прирост добычи, тонн	21272,4	2901,3	0	24173,7

Судя по таблице 6, наибольшее количество мероприятий по дострелу было произведено в 2016 году, в 2015 году – самое минимальное – 9. Количество дострелов за весь период по пластам: АС₁₀ – 43, АС₁₁ – 14, АС₁₂ – 78. Пласт АС₁₂ как самый низкопродуктивный, но наиболее значимый по запасам, гораздо чаще остальных пластов подвергался дострелу, т.к. с увеличением охвата пласта воздействием растёт нефтеотдача.

Несмотря на то, что в 2016 году осуществлялось наибольшее количество дострелов, прирост добычи составил 8703,4 тонн, что меньше, чем в 2013 году – 13801 тонн, но больше, чем в 2014 году – 6013 тонн, и в 2015 году – 6500 тонн.

Анализируя результаты мероприятия, можно сделать вывод, что прирост добычи напрямую зависит не от количества дострелов, а от общей эффективной мощности пласта. Значение максимальной эффективной мощности в 2013 году – 286 м, в этот же год наблюдается максимальный прирост в добыче (13801 тонн).

Для более полного вовлечения пластов в работу в ходе разработки проводились мероприятия по приобщению пластов, т.е. в скважине, в которой уже были проведены перфорационные работы на каком-то пласте ранее, проводят перфорацию вторично, но уже другого пласта.

Результаты таких приобщений представлены в таблице 4.

По данным таблицы 7 самый удачный год для проведения данного метода интенсификации является 2016 год, т.к. 2016 год характеризуется максимальными показателями за весь период (количество приобщений – 100, общая эффективная мощность приобщения – 819,1 м, прирост добычи – 24173,7 тонн). Неудачный год по результатам таблицы 4 для проведения приобщений, как и для дострелов – 2015 год. В 2013 году прирост добычи составил 20643 тонн, число мероприятий – 50, в 2014 году соответственно 12196 тонн и 41 приобщений. В общем за 4 года количество приобщений на пласт АС₁₀ составило порядка 112, АС₁₁ – 31, АС₁₂ – 53, в целом за рассматриваемый период было проведено 196 приобщений.

С момента проведения мероприятий в 2013 году средний прирост дебита составил 6,07 тонн/сут., добычи – 20643 тонн, к 2014 году дебит упал до отметки 5,35 тонн/сут., прирост добычи снизился до 12196 тонн, 2015 год характеризуется нулевыми результатами, а в 2016 году – резкий рост дебита до 9,9 тонн/сут., добычи – до 24173,7 тонн.

Для сравнения методов по результатам проведения операций представлена таблица 8.

Таблица 8 – Сопоставление методов по результатам проведения операций

Мероприятия	Количество	Дополнительная добыча
Приобщения	196	57012,7
Дострелы	135	33517,4
ИТОГО	331	90530,1

Как видно из сводной таблицы 8, за период 2013–2016 гг. дополнительная добыча от приобщений за 4 года составила 57012,7 тонн, что больше на 23495,3 тонн прироста добычи нефти за тот же период от дострелов, а число проведённых приобщений больше на 61 операцию.

В общем за весь период было проведено 331 перфорационных работ и суммарная дополнительная добыча от них составила 90530,1 тонн нефти.

В процентном соотношении от общей добычи по месторождению в целом дополнительная добыча от методов перфорации по годам составила: в 2013 году – 4,25 %, в 2014 году – 1,7 %, в 2015 году – 0,55 %, в 2016 – 2,43 %.

Дополнительным средством повышения продуктивности скважин является совершенствование перфорационных работ, а также образование дополнительных фильтрационных каналов при перфорации.

Таким образом, дострел интервала перфорации в пределах вскрытого горизонта и приобщение пластов можно рекомендовать как мероприятия, направленные на увеличение охвата пластов воздействием и более полного вовлечения их в работу.

Заключение

Анализ существующих методов интенсификации добычи нефти показывает, что в качестве основного метода стимулирования добывающих скважин Приобского месторождения следует рекомендовать ГРП. Наиболее эффективным методом восстановления приёмистости нагнетательных скважин является кислотная обработка ПЗС.

Дополнительным направлением интенсификации добычи нефти на месторождении является повышение эффективности перфорации.

Для удаления возможных отложений АСПО и жидкости глушения в ПЗС предлагается использовать обработки растворителями.

Следует также в дальнейшем провести опытно-промысловые испытания других методов воздействия на ПЗС и, в первую очередь, для добывающих скважин – технологии гелеобразующих составов и обработку растворителями, а для нагнетательных скважин – обработку растворами ПАВ.

Литература:

1. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические методы исследования скважин на Приобском месторождении // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Новые технологии в науке и образовании» (08 июня 2015 года, г. Махачкала). – Махачкала : УВО «Махачкалинский инновационный университет», 2015. – С. 8–25.
2. Чуйкин Е.П., Арутюнян А.С., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении : Строительство и ремонт скважин – 2015 / сборник докладов Международной научно-практической конференции (21–26 сентября 2015 года, г. Анапа, Краснодарский край); ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2015. – С. 62–68.
3. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических методов исследования скважин на Приобском месторождении // Электронный сетевой политехнический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>
4. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении // Тезисы научно-практической конференции молодых специалистов «Опыт поколений. Сила новаций»; Секция: Геология, недропользование и разработка месторождений (25–27 ноября 2015 года, г. Геленджик). – Краснодар : ООО «Газпром добыча Краснодар», 2015. – С. 15–16.
5. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Коффи Амону Кра Аксель Камиль. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 142–168.
6. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Построение трёхмерной геологической модели Приобского нефтяного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/01/18.pdf>
7. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Перспективные методы решения прогнозных задач нефтедобычи с комплексом факторов затруднений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 4. – С. 35–38.
8. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ структуры трудноизвлекаемых запасов и тенденций увеличения темпа прироста // ГеоИнжиниринг. – Краснодар : Издательство ЗАО НИПИ «ИнжГео», 2013. – № 2 (18) лето 2013. – С. 76–80.
9. Савенок О.В. Геологические особенности освоения трудноизвлекаемых залежей // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 8. – С. 130–135.
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Разработка принципов геозкологической информационной системы для нефтедобычи с трудноизвлекаемыми запасами и осложнёнными условиями эксплуатации // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 8. – С. 38–43.
11. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития: сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа : АЭТЕРНА, 2016. – С. 191–199.
12. Скуба Д.А., Пегов Е.Н., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 7. – С. 10–14.
13. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.
14. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.
15. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.
16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении : Булатовские чтения / материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах; сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

18. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин : Булатовские чтения / материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах; сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

19. Сезар Лину Андре, Очередыко Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.

20. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Особенности строительства скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Нефть. Газ. Новации. – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 8/2017. – С. 11–20.

21. Матвеева И.С., Савенок О.В. Анализ эффективности применения технологий по отключению обводнившихся пропластков на Южно-Ягунском месторождении // Сборник докладов 8-й Международной научно-практической конференции «Строительство и ремонт скважин – 2017» (18-23 сентября 2017 года, г. Анапа, Краснодарский край); ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2017. – С. 98–114.

22. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.

23. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Инженер-нефтяник. – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20.

24. Аушев М.Р., Савенок О.В. Выбор и обоснование технологии поддержания пластового давления при эксплуатации скважин на участке Восточный Молдабек месторождения Кенбай // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 298–316.

25. Характеристика Приобского месторождения, методы его разработки. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd78b4d43b88421316c27_0.html

References:

1. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Collection of materials of the International scientific and practical conference «New Technologies in Science and Education» (on June 08, 2015, Makhachkala). – Makhachkala : UVO «Makhachkala Innovative University», 2015. – P. 8–25.

2. Chuykin E.P., Arutyunyan A.S., Savenok O.V., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of hydrodynamic well surveys on the Priobskoye field : Construction and repair of wells – 2015 / collection reports of the International scientific and practical conference (on September 21–26, 2015, Anapa, Krasnodar Krai); LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2015. – P. 62–68.

3. Chuykin E.P., Petrushin E.O., Arutyunyan A. S. The analysis of hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Online network polythematic magazine «Nauchnye Trudy KubGTU». – 2015. – No. 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>

4. Chuykin E.P., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of hydrodynamic well surveys on the Priobskoye field // Theses of a scientific and practical conference of young specialists «Experience of generations. Force of innovations»; Section: Geology, subsurface use and development of fields (on November 25–27, 2015, Gelendzhik). – Krasnodar : LLC Gazprom dobycha Krasnodar, 2015. – P. 15–16.

5. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second., to Coffi Amon Kra Axel Kamil. Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 142–168.

6. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Creation of three-dimensional geological model of the Ob oil field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL : <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2018/01/18.pdf>
7. Antoniadi D.G., Savenok O.V. Perspective methods of the solution of expected tasks of oil production with a complex of factors of difficulties // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : VNIIOENG, 2013. – No. 4. – P. 35–38.
8. Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of structure of hardly removable stocks and tendencies of increase in rate of a gain // Geoinzhiniring. – Krasnodar : CJSC NIPI Inzhgeo publishing house, 2013. – No. 2 (18) summer 2013. – P. 76–80.
9. Savenok O.V. Geological features of development of hardly removable deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – No. 8. – P. 130–135.
10. Antoniadi D.G., Savenok O.V. Development of the principles of a geocological information system for oil production with hardly removable stocks and the complicated service conditions // Environment protection in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2013. – No. 8. – P. 38–43.
11. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The state-of-the-art review of ecologically safe decisions on an oil production intensification at operation of fields in the territory of Krasnodar Krai // Technologies of the 21st century: problems and prospects of development : collection of articles of the International scientific and practical conference (on February 10, 2016, Ufa). – Ufa : AETERNA, 2016. – P. 191–199.
12. Skuba D.A., Pegov E.N., Savenok O.V., Solovyova V.N. High efficiency of cyclic pumping water on fields with a flishevy structure of collectors (results of an industrial experiment on a deposit of the kumsky horizon of the Novodmitriyevsky field) // Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 7. – P. 10–14.
13. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.
14. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Environment protection in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.
15. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 33–50.
17. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotnoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field : Bulatovsky readings / materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes; the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
18. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin : Bulatovsky readings / materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes; the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>
19. César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 208–236.
20. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. Features of construction of wells in the conditions of collectors of oil fields of complex structure with hardly removable stocks // Oil. Gas. Innovations. – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2017. – No. 8/2017. – P. 11–20.
21. Matveeva I.S., Savenok O.V. The analysis of efficiency of use of technologies for shut-down of the flooded proplastok on the Southern Yagunsky field // the Collection of reports of the 8th International scientific and practical conference «Construction and Repair of Wells – 2017» (on September 18–23, 2017, Anapa, Krasnodar Krai); LLC Nitpo Scientific and Production Firm. – Krasnodar : LLC Nitpo Scientific and Production Firm, 2017. – P. 98–114.

22. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of a limit waterless output of the well on the example of the Komsomol gas field / Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbonic and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 3: Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 176–179.

23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of carrying out on-tokootklonyayushchikh technologies on the Vyngapurovsky oil-gas condensate field // the oil Engineer. – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 4. – P. 16–20.

24. Aushev M.R., Savenok O.V. The choice and justification of technology of maintenance of reservoir pressure at operation of wells on the site East Moldabek of the field Kenbay // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 298–316.

25. Characteristic of the Priobskoye field, methods of his development. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd78b4d43b88421316c27_0.html