

УДК 622.243.27

**ОЦЕНКА ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ  
ПЛАСТА АВ<sub>4-5</sub> САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ПУТЁМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВолов**



**EVALUATION OF RESIDUAL RESERVES FOR THE AV<sub>4-5</sub> FORMATION  
OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD BY DRILLING SIDETRACKS**

**Антонов Евгений Николаевич**

ведущий инженер по бурению  
управления супервайзинга бурения,  
АО «Самотлорнефтегаз»  
evgeniy\_kz@mail.ru

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук, доцент,  
кафедра оборудования нефтяных и газовых промыслов,  
Кубанский государственный технологический университет  
akngs@mail.ru

**Шаблий Илья Игоревич**

ведущий специалист,  
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Аннотация.** С каждым годом на Самотлорском месторождении всё большую актуальность приобретает проблема выработки остаточных запасов углеводородов. Основные факторы, влияющие на выработку остаточных запасов углеводородов: 1) количество новых крупных месторождений, вводимых в разработку и эксплуатацию, снижается с 17 до 11 %; 2) обводнённость добываемой продукции достигает 75–95 % с ежегодным её приростом на 4–5 %. Также стоит отметить, что при увеличении количества ремонтных работ, в том числе РИР, на данном месторождении на 35–40 % ежегодно растёт количество обводнившихся скважин в 1,5–2,0 раза быстрее, чем планируется. Одним из наиболее перспективных направлений в области разработки нефтяных месторождений и вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти наряду с новыми усовершенствованными физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи, несомненно, являются горизонтальные технологии бурения и добычи природных углеводородов. Они являются одними из самых перспективных и финансово обоснованных методов в области разработки и доработки месторождений с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами.

**Ключевые слова:** оценка остаточных извлекаемых запасов на Самотлорском месторождении; основные типы профилей скважин с боковыми стволами; выбор скважин-кандидатов для бурения боковых стволов; результаты проведения операций по резке боковых стволов на Самотлорском месторождении; анализ выработки остаточных запасов Самотлорского месторождения путём бурения боковых стволов.

**Antonov Evgeniy Nikolaevich**

Lead Drilling Engineer  
of the Supervising Drilling Department,  
JSC «Samotlorneftegaz»  
evgeniy\_kz@mail.ru

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Oil and Gas Field Equipment,  
Kuban State Technological University  
akngs@mail.ru

**Shabliy Ilya Igorevich**

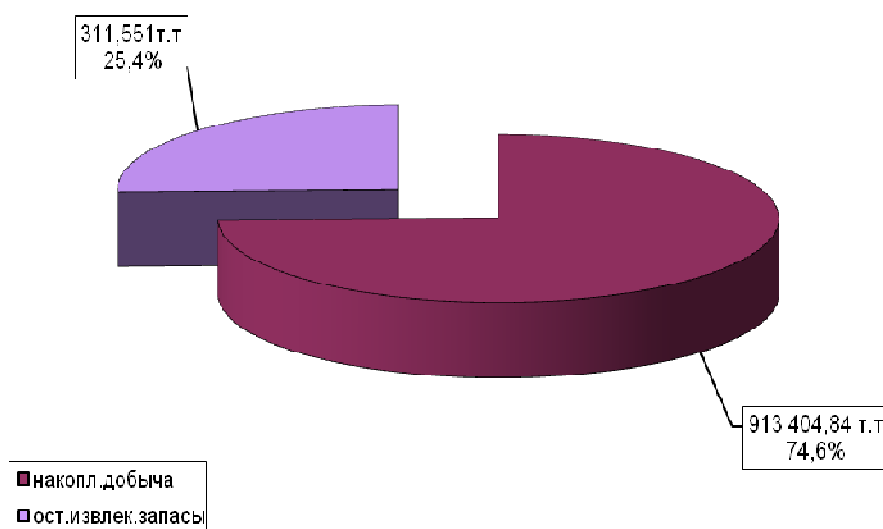
Leading Specialist,  
«Rosneft – Morskoy Terminal Tuapse» LLC  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Annotation.** Every year the problem of developing residual hydrocarbon reserves on the Samotlorskoye field becomes more and more urgent. The main factors affecting the development of residual hydrocarbon reserves: 1) the number of new large fields put into development and operation decreases from 17 to 11 %; 2) the water cut of the produced products reaches 75–95 % with an annual increase of 4–5 %. It is also worth noting that with an increase in the number of repairs, including repair and insulation works, the number of flooded wells in this field is growing by 35–40 % annually 1,5–2,0 times faster than planned. One of the most promising areas in the development of oil fields and involvement in industrial development of hard-to-recover and residual oil reserves, along with new improved physicochemical methods of enhanced oil recovery, are undoubtedly horizontal technologies for drilling and production of natural hydrocarbons. They are one of the most promising and financially sound methods in the field of development and additional development of deposits with hard-to-recover and residual reserves.

**Keywords:** assessment of residual recoverable reserves on the Samotlorskoye field; main types of well profiles with sidetracks; selection of candidate wells for sidetracking; results of sidetracking operations on the Samotlorskoye field; analysis of the development of residual reserves of the Samotlorskoye field by drilling sidetracks.

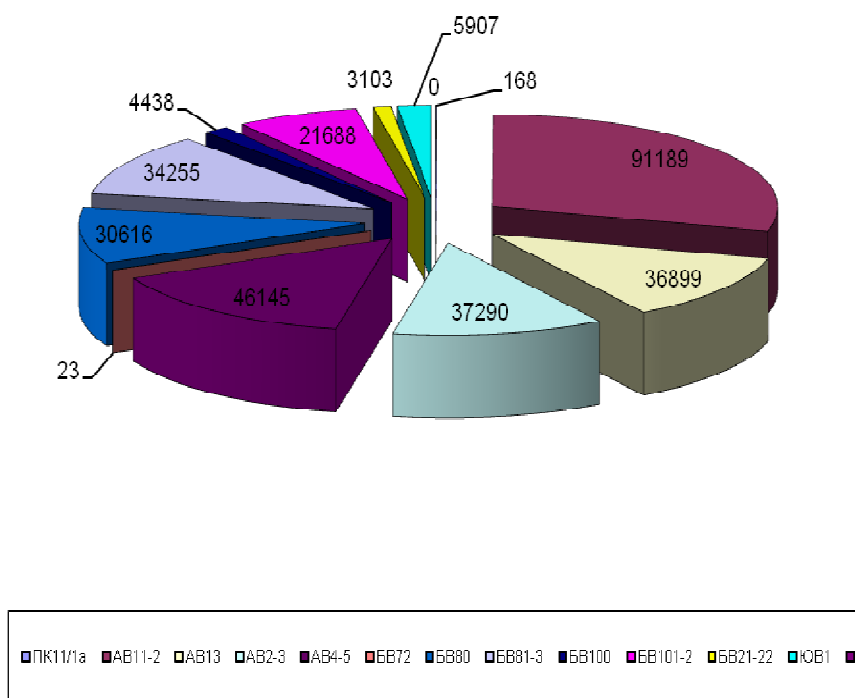
## Оценка остаточных извлекаемых запасов на Самотлорском месторождении

Самотлорское месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризуется падающей добычей и высокой обводнённостью. Проблема извлечения остаточных запасов на завершающей стадии разработки углеводородных залежей с каждым годом приобретает все большую значимость на месторождении Самотлор. Оценка остаточных запасов представлена на рисунке 1.



**Рисунок 1** – Соотношение остаточных извлекаемых запасов нефти и накопленной добычи по Самотлорскому месторождению

Оценка остаточных запасов на Самотлорском месторождении по объектам представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2** – Оценка остаточных запасов по объектам на Самотлорском месторождении

Основные типы профилей скважин с боковыми стволами

Выбор профилей скважин является основой проектирования горизонтальных, боковых стволов. Их выбор зависит от принятой на предприятии системы разработки месторождения или отдельного объекта, а также геологических и технических условий для проведения буровых работ.

Существует несколько типов профилей, применяемых в СНГ и за рубежом. Основные критерии выбора профиля:

- форму профиля бокового ствола;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривлённого участка.

Можно выделить три группы профилей боковых (горизонтальных) стволов (рис. 3):

- I – трёхинтервальный профиль;
- II, III – двухинтервальный профиль;
- IV – четырёхинтервальный профиль.

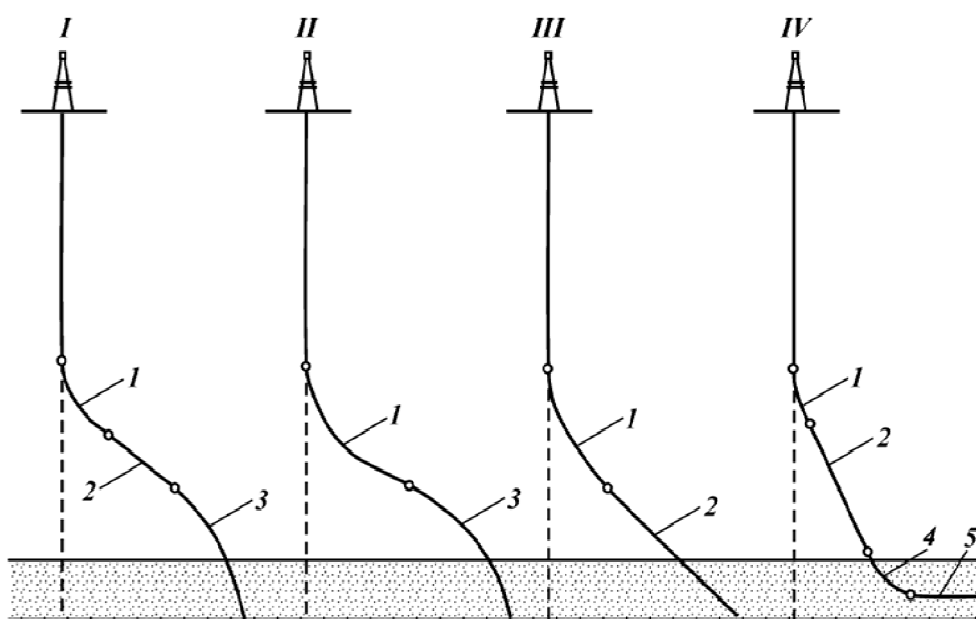


Рисунок 3 – Типы профилей:

- I – трёхинтервальный;
- II, III – двухинтервальный;
- IV – четырёхинтервальный; участки:
  - 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации;
  - 3 – падения зенитного угла;
  - 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

В практике бурения боковых стволов радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью бокового ствола задачи. В одних случаях, например, при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например, при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

### Выбор скважин-кандидатов для бурения боковых стволов

Гидроразрывы, повторная перфорация, восстановление коллекторских свойств пласта при обработке кислотой и новое заканчивание скважины – всё это широко применяемые методы увеличения продуктивности существующих скважин, а значит и

чистой текущей стоимости на старых месторождениях. На сегодняшний день использованию боковых стволов уделяют особое внимание в связи с тем, что можно существенно повысить нефтеотдачу из загрязнённых или же истощённых пластов, а также это один из лучших методов по вскрытию новых пластов, ещё не вовлечённых в разработку, с наименьшими финансовыми вложениями.

Во многих случаях применение традиционных технологий и технических средств может оказаться неэффективным или нецелесообразным. В старых скважинах бурение боковых стволов можно считать наилучшим техническим решением, если есть надёжное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом (рис. 4). Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин. Кроме того, траектория бокового ствола проходит вблизи старой скважины, где продуктивная зона уже охарактеризована керновыми и каротажными данными, а также результатами испытания и эксплуатации пластов.

Если существующая скважина вскрыла газовую шапку или прошла вблизи неё, а также при наличии подстилающей воды, то содержание газа или воды (зачастую и того и другого) в добываемой продукции скважины обычно увеличивается. При отсутствии газовой шапки традиционным способом отсрочить прорыв воды является перфорация только верхней части продуктивного интервала. Однако во многих случаях при радикальном притоке флюида создаваемой депрессии бывает достаточно, чтобы подтянуть воду к зоне перфорации в виде конуса (рис. 5). Достигнув нижних перфорационных отверстий, вода, благодаря её большой подвижности, может стать основным компонентом продукции скважины.

При сильном подпоре «нижней» воды обводнение скважины может иметь место даже при отсутствии водонефтяного контакта повышенной подвижности (под подвижностью понимается отношение проницаемости к вязкости; относительно лёгкая сырая нефть обладает достаточно высокой вязкостью и, соответственно, имеет меньшую подвижность, чем пластовая вода).

Как правило, стволы горизонтальных скважин располагают ближе к кровле продуктивного пласта, поэтому перепад давления, перпендикулярный к оси скважины, приводит к подъёму воды в виде треугольной призмы, а не конуса (рис. 6). Для образования такой призмы необходимо вытеснить гораздо больше нефти, чем для образования конуса, т.е. отдача пласта увеличивается даже за счёт геометрических характеристик водяного потока.

В отложениях, склонных к выносу песка, бурение боковых стволов может исключить необходимость спуска дорогостоящих гравийных фильтров, используемых для борьбы с песком. В отличие от вертикальных горизонтальные скважины позволяют отбирать столько же или больше продукции при значительно меньших депрессиях на пласт.

Также одним из преимуществ использования боковых стволов является то, что условия для вскрытия многопластовых месторождений значительно улучшаются. Если пласты лежащие друг над другом имеют необходимую мощность для вскрытия их горизонтальными стволами, то целесообразно будет использовать бурение нескольких боковых стволов расположенных друг за другом и проведенных из одной скважины. В зависимости от интенсивности притока в каждом пласте, меняя протяжённость вскрытия каждого из них, можно поддерживать на одном уровне удельную отдачу в каждом из пластов.

Более дешёвым решением этой проблемы является вскрытие всех пластов одним наклонным боковым стволом. При проектировании траектории такого бокового ствола можно предусмотреть увеличение протяжённости вскрытия пластов с меньшими дебитами, чтобы поддерживать удельную отдачу пластов на приблизительно одинаковом уровне. Однако в случае обводнения одного из высокопроизводительных пластов, изолировать его будет гораздо трудней, чем в многоствольной скважине.


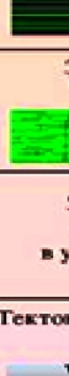

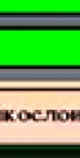
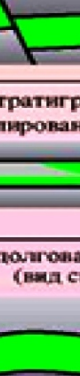


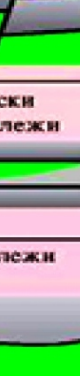
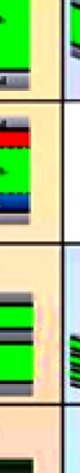


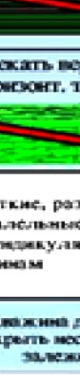

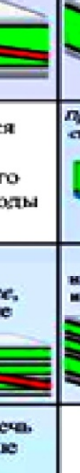



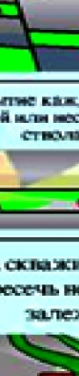
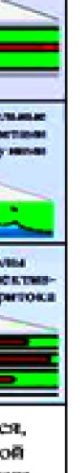








Характер дренажной зоны	Траектория скважины	
	Наклонные скважины	Горизонтальные скважины
Проницаемость (k), мД	Вертикальная, $k_v$	Горизонтальная, $k_h$
<p>Гомогенный пласт большой мощности без газовой шапки или подстилающей воды</p> <p><math>k_v/k_h \geq 0,1</math></p> 	<p>Низкая <math>k_v</math></p> 	<p>Высокая <math>k_v</math></p> 
<p>Гомогенный пласт большой мощности с газовой шапкой и/или подстилающей водой</p> 	<p>Не рекомендуется ввиду риска преждевременного прорыва газа или воды</p>	<p>Предпочтительнее параллельные стволы с увеличенными просветами между ними</p> 
<p>Многослойная зона</p> 	<p><math>k_v/k_h \geq 0,1</math> предпочтительнее, чем вертикальные</p> 	<p>Параллельные стволы на разной глубине с коллективным регулированием притока</p> 
<p>Мелкослойная толща</p> 	<p>Желательно пересечь как можно больше слоев</p> 	<p>Не рекомендуется, так как при малой вертикальной проницаемости дебит и отдача пластов могут оказаться низкими</p>
<p>Зона естественной трещиноватости</p> 	<p>Пересекать вертикальн. и горизонт. трещины</p> 	<p>Предпочтительнее горизонт. пересекать трещинами</p> 
<p>Зона естественной трещиноватости в условиях заводнения</p> 	<p>Короткие, разнесенные параллельные, перпендикулярные трещинам</p>	<p>Скваж. для нагнетания воды</p> 
<p>Тектонически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Стратиграфически изолированные залежи</p> 	<p>Скважина должна вскрыть несколько залежей</p> 	<p>Вскрытие каждой залежи одной или несколькими стволами</p> 
<p>Продолговатые залежи (вид сверху)</p> 	<p>Несколько наклонных боковых стволов из основного ствола</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько залежей</p> 
<p>Залежи в круто падающих пластах</p> 	<p>Одна скважина должна пересечь несколько пластов</p> 	<p>Предпочтительно вскрыть каждый пласт отдельным боковым стволом.</p> 

Рисунок 4 – Оптимизация добычи

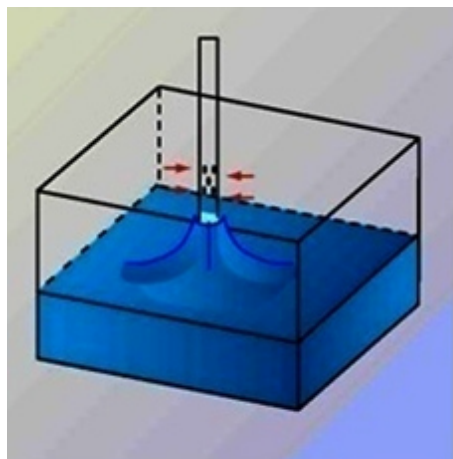


Рисунок 5 – Образование конуса и прорыв воды в скважину

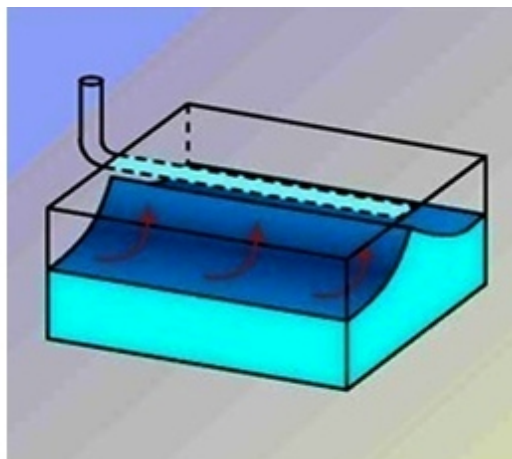


Рисунок 6 – Образование призматического гребня воды

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить отбор из тонкослоистого месторождения, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальный ствол в каждом отдельном пропластке. Часто углеводородосодержащие пласты не включают в число эксплуатационных объектов, или они не дают притока при начальных методах заканчивания скважины. Такие интервалы можно дополнительно проперфорировать, и после гидроразрыва значительно увеличить производительность скважины. Однако в маломощных пластах бурение боковых стволов с горизонтальными участками эффективнее гидроразрывов.

Ввиду особых условий осадконакопления стратиграфическое строение некоторых залежей обеспечивает условия миграции углеводородов в горизонтальном и вертикальном направлениях. Геологические фации с контрастными коллекторскими характеристиками могут быть как экранами, так и каналами для миграции. Иногда песчанистые коллекторы могут иметь слишком малую мощность, чтобы быть выделенными в сейсморазрезе, но благодаря большой протяжённости, они видны на амплитудных сейсмокартах структурных горизонтов. В таких случаях горизонтальные скважины могут идеально решить проблему эксплуатации пластов малой мощности и вскрытия углеводородных залежей, удаленных по горизонтали от устья скважины.

Больше всего горизонтальных скважин бурят в трещиноватых коллекторах. Когда горизонтальные скважины бурятся перпендикулярно плоскостям природных трещин, создаётся отличная дренажная система для повышения добычи. Выявление зон трещиноватости и определение ориентации трещин являются решающими условиями успешного проектирования скважин в таких породах. Обычно горизонтальные скважины, перпендикулярные природным трещинам, обеспечивают более высокую производительность, чем вертикальные скважины после гидроразрывов. Как правило, природные трещины расположены в вертикальных плоскостях, но если коллектор залегает неглубоко или находится под аномально-высоким пластовым давлением, то могут встретиться раскрытые горизонтальные трещины. В таких случаях целесообразно бурить вертикальные и наклонные скважины. Однако в глубокозалегающих коллекторах с аномально-высоким пластовым давлением лучше закрепить раскрытые трещины, чтобы избежать потерь производительности по мере падения порового давления в процессе эксплуатации.

Вытянутые в длину залежи могут образоваться в флювиальных отложениях или в результате крупных осложнений. Оба типа залежей можно вскрывать горизонтальными скважинами. Для конкретных условий выбирается стратегия бурения, определяемая задачами, которые должны решить скважины. Например, ствол скважин может идти внутри одной залежи, вдоль неё или вскрывать по возможности большее число залежей. В последнем случае ствол скважины идёт перпендикулярно длинным осям

залежей, что соответствует перемещению поперёк склона, существовавшего в период осадконакопления. Другим решением могут быть многоствольные скважины для вскрытия каналов, выявленных сейсмическими замерами в горизонтальных скважинах, из которых бурят боковые стволы.

Еще одной областью применения горизонтальных скважин является вскрытие сводообразных структурных построений, где крутопадающие пласты могут быть увенчаны газовой шапкой сверху или подпираться снизу водой. Одним из способов бурения в таких структурах является вскрытие сразу нескольких пластов одним горизонтальным стволом, размещаемым на безопасном расстоянии от газовой шапки и подпирающей воды. Хотя этот способ кажется очень эффективным, он имеет очевидный недостаток. В скважину совместно поступает продукция всех вскрытых пластов, и прорыв газа или воды хотя бы по одному из них отрицательно скажется на работе всех остальных. Более надежным было бы селективное вскрытие каждого пласта отдельным боковым стволом. При этом боковые стволы располагаются на безопасном расстоянии от контакта с газом или водой, что предотвращает преждевременное обводнение или разгазирование добываемой продукции. Для каждого бокового ствола выбирается оптимальная протяженность вскрытия продуктивного горизонта.

#### **Результаты проведения операций по зарезке боковых стволов на Самотлорском месторождении**

С середины 70-ых годов прошлого века на Самотлорском месторождении начаты работы по бурению вторых стволов на скважинах неработающего фонда.

Целью этих мероприятий является регулирование выработки запасов в условиях, когда по причине аварийности или обводненности эксплуатация существующих скважин невозможна, а остаточные запасы в зоне их дренирования достаточно велики.

За период разработки на объекте АВ<sub>4-5</sub> проведено 57 операций. Данные об объёмах мероприятий по пласту АВ<sub>4-5</sub> на скважинах добывающего фонда недропользователей приведены в таблице 5.

**Таблица 5** – Динамика объёмов бурения вторых стволов в эксплуатационных скважинах Самотлорского месторождения по пласту АВ4-5

Годы	Количество скважин
1998	
1999	1
2000	
2001	2
2002	
2003	
2004	
2005	
2006	
2007	
2008	15
2009	32
2010	7
Итого	57

## Анализ выработки остаточных запасов Самотлорского месторождения путём использования горизонтальных стволов

В данной работе проведён анализ выработки остаточных запасов по пласту АВ<sub>4-5</sub> на примере пяти скважин: № 12203, 14789, 35411, 35478 и 61393. По району скважины № 12203 был проведён подсчёт запасов, которые были оценены в 49,3 тыс. тонн. Карта остаточных запасов на момент оценки представлена на рисунке 7. Рассмотрим результаты операций по каждой скважине.

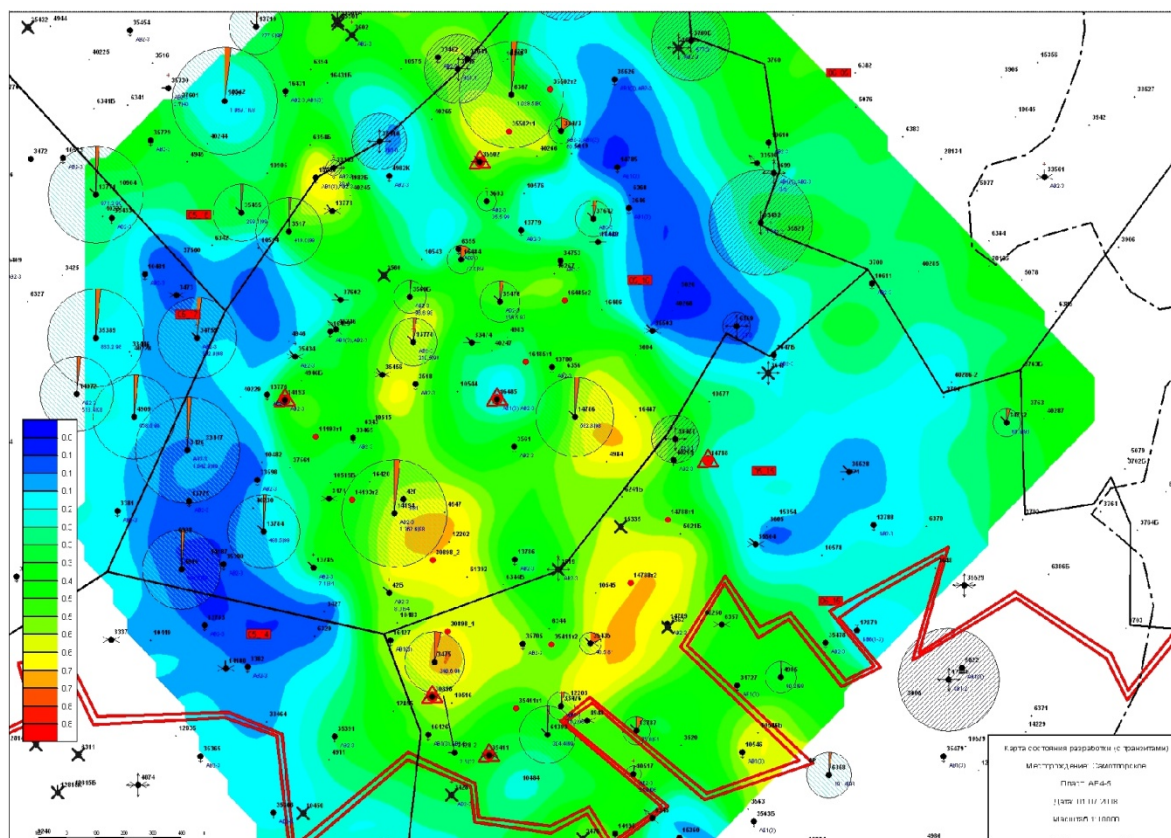


Рисунок 7 – Карта остаточных запасов Самотлорского месторождения по состоянию на 01.07.2010 г.

### Скважина № 12203, куст № 1025

#### Анализ работы скважины

В январе 1981 года скважина была введена в работу на пласт БВ10 (1-2) с 0 % обводнённости и дебитом нефти 188,72 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в феврале 1981 года – 228,14 тонн/сут. В августе 2005 года скважина с дебитом жидкости 177,3 тонн/сут, из которых нефти – 0,1 тонн/сут, и обводнённостью 99,9 % была остановлена. В октябре этого же года скважина была переведена на вышележащий пласт БВ8(0) и начала работу с дебитом нефти 28,3 т/сут и обводненностью 16,6 %. В июле 2008 года скважина была остановлена с дебитом нефти 1 тонн/сут. и обводнённостью 98 %. Скважина № 12203 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 8 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.03.2010 г.)



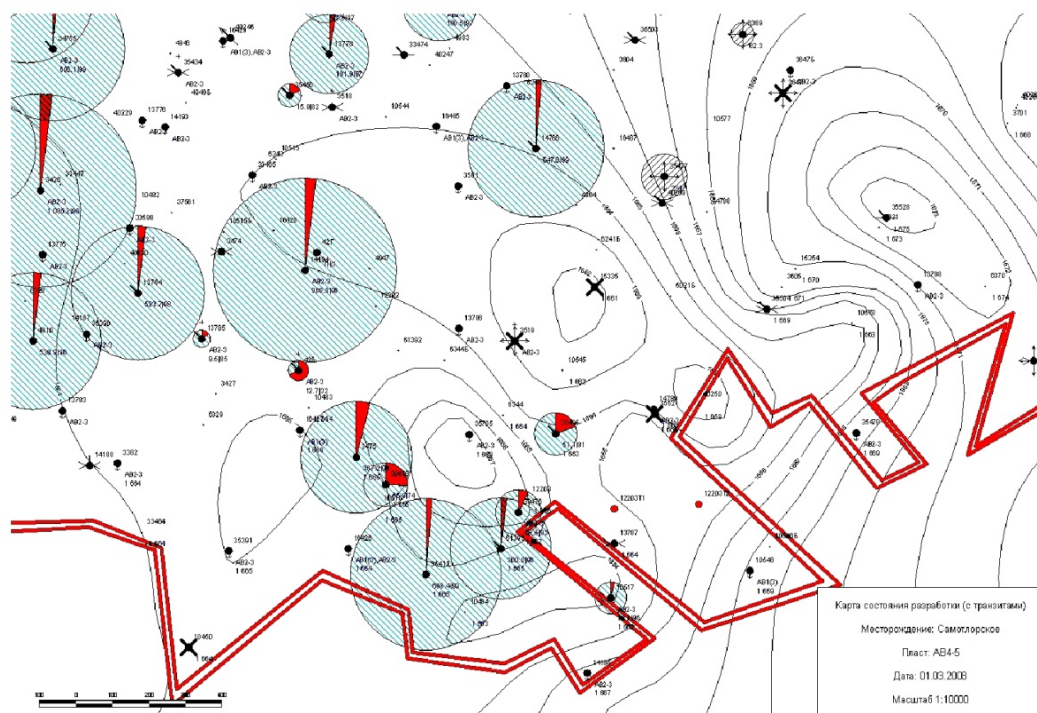


Рисунок 8 – Карта текущего состояния разработки Самотлорского месторождения за 01.03.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В сентябре 2010 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 22,1 тонн/сут., обводнённость 11,7 %. В январе 2011 года скважина с дебитом 5,3 тонн/сут и обводнённостью 33 % была остановлена. В феврале проведен гидро-разрыв пласта (ГРП) и смена насоса, после чего скважина начала работу с дебитом 26,7 тонн/сут. (максимальный дебит после зарезки горизонтального ствола) и обводнённостью 41,4 %. На рисунке 9 представлен график показателей скважины.

Дебит нефти постепенно падал, в ноябре 2011 года он составил 6,7 тонн/сут., обводнённость – 89,5 %, произошла очередная смена насоса. Через два месяца обводнённость резко возросла и в январе 2012 года скважина была остановлена. На сегодняшний день скважина № 12203 остановлена, после зарезки горизонтального ствола проработала 17 месяцев, накопленная добыча за этот период составила 4940 тонн нефти.

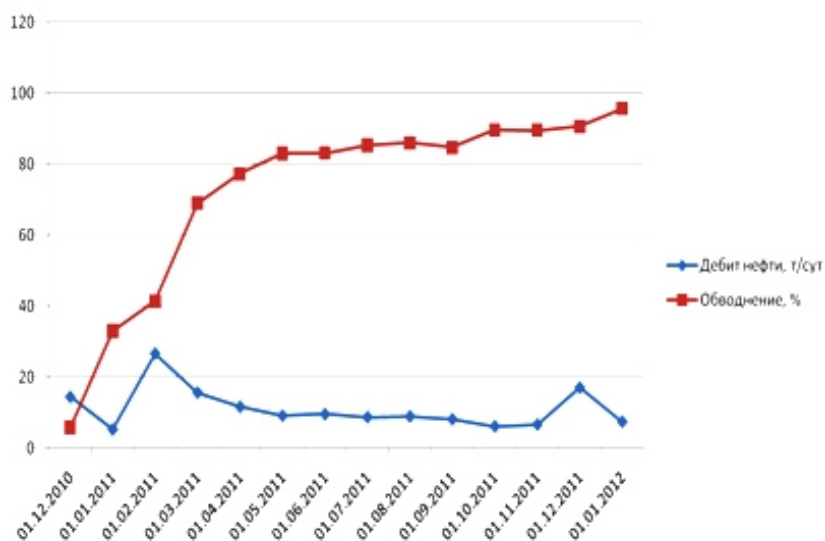


Рисунок 9 – График показателей скважины № 12203 после зарезки горизонтального ствола

### Конструкция скважины

Глубина скважины 2306 м. Забой скважины находится на глубине 2200 м. Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1546-1549 м. Интервал бурения второго ствола 1549-2200 м. Длина горизонтального участка 245,6 м. Диаметр второго ствола 142 мм. Точка входа в пласт АВ4-5 на глубине 1955 м. Темп набора кривизны:

- в интервалах: 1564-1582 – 10,2 гр/30 м;
- 1690-1720 – 10,97 гр/30 м;
- 1862 – 10,42 гр/30 м.

Интервал установки хвостовика 1396-2190 м, в том числе фильтровая часть в интервале 1955-2190 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом.

### Выводы

Данная скважина оценивается как относительно успешная. На сегодняшний день скважина № 12203 остановлена, после зарезки горизонтального ствола проработала 17 месяцев, накопленная добыча за этот период составила 4940 тонн нефти.

### Скважина № 14789, куст № 1815

#### Анализ работы скважины

В мае 1985 года скважина была введена в работу на пласты: АВ<sub>2-3</sub> с обводнённостью 5,8 % и дебитом нефти 18,7 тонн/сут.; и АВ<sub>4-5</sub> с обводнённостью 5,8 % и дебитом нефти 42,6 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в январе 1986 года: АВ<sub>2-3</sub> – 18,97 тонн/сут., АВ<sub>4-5</sub> – 43,2 тонн/сут. В июне 2002 года скважина была остановлена с дебитом нефти 0,7 тонн/сут. (АВ<sub>2-3</sub>) и 1,6 тонн/сут. (АВ<sub>4-5</sub>) и обводнённостью 98,5 %. В июле 2004 года скважина была переведена под нагнетание на пласт АВ<sub>2-3</sub>. В октябре 2008 года скважина была остановлена. Скважина № 14789 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 10 представлена карта текущего состояния разработки (от 10.11.2010).

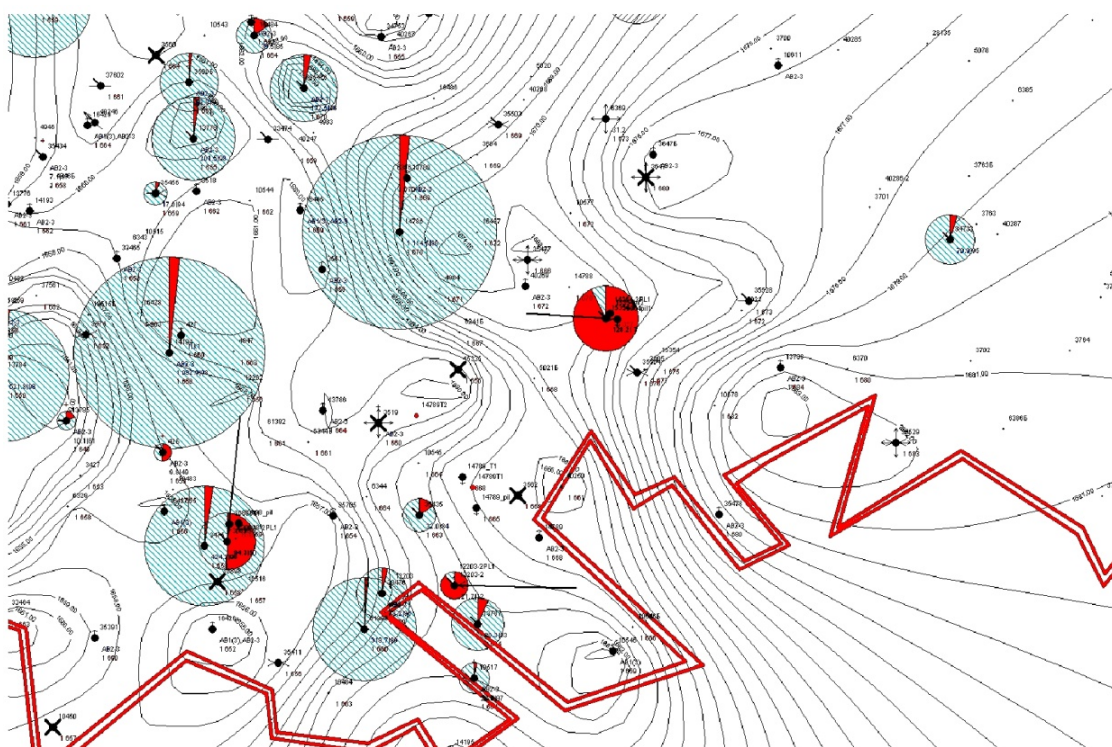


Рисунок 10 – Карта текущего состояния разработки за 10.11.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В декабре 2010 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 102,7 тонн/сут., обводнённость 29,8 %. На сегодняшний день скважина № 14789 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнённость – 94,5 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 21340 тонн. На рисунке 11 представлен график показателей скважины.

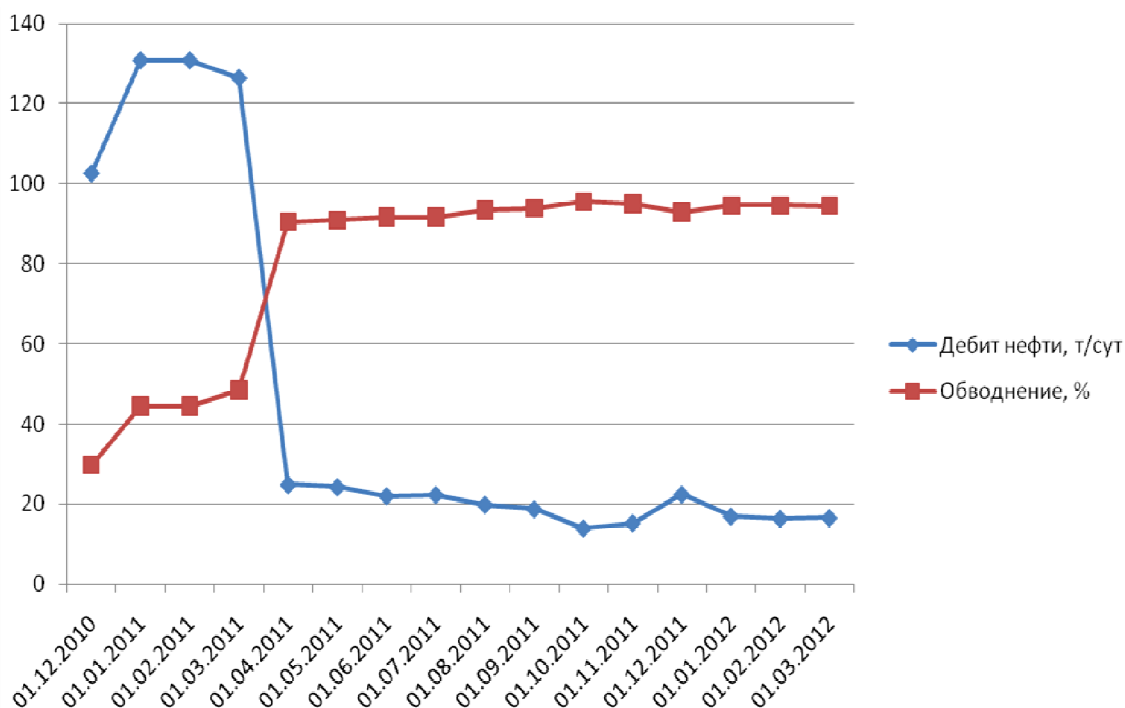


Рисунок 11 – График показателей скважины № 14789 после зарезки горизонтального ствола

### Конструкция скважины

Глубина скважины 1914 м. Текущий забой на глубине 1633,2 м (от 10.10.2008 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1631–1634 м. Горизонтальный участок 250 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отв. на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ<sub>4-5</sub> на глубине 1652 м. Фильтровая часть установлена в интервале 2042,4-2244,8 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом. Схема технологической оснастки хвостовика скважины № 14789 представлена на рисунке 12.

### Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 14789 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнённость – 94,5 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 21340 тонн.

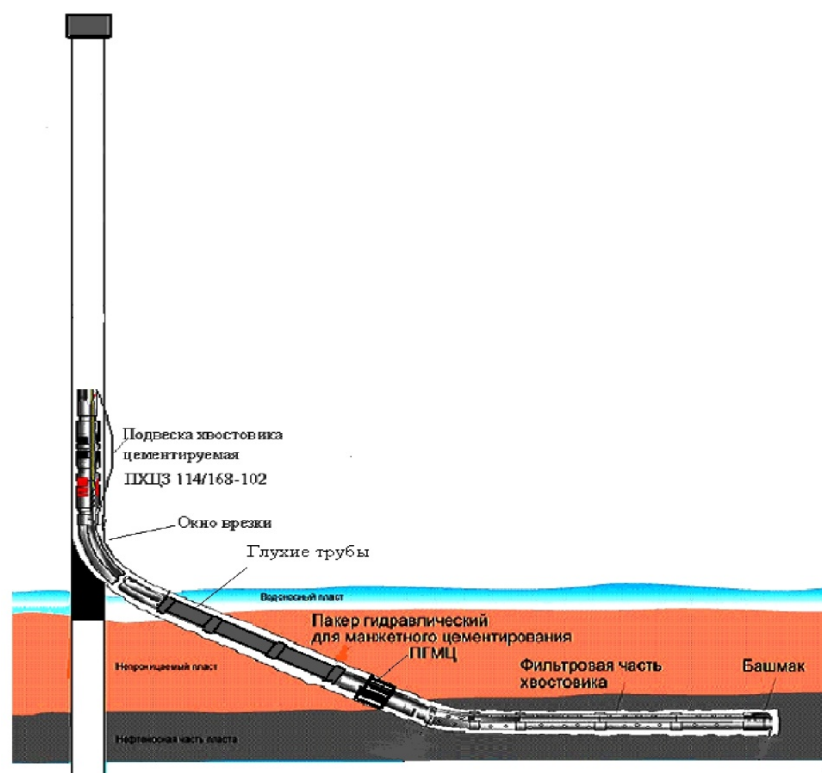


Рисунок 12 – Схема технологической оснастки хвостовика скважины № 14789

### Скважина № 35411, куст № 2176

#### Анализ работы скважины

В декабре 1990 года скважина была введена в работу на пласт АВ<sub>4-5</sub> с обводнённостью 30,9 % и дебитом нефти 42,4 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в марте 1991 года – 55,5 тонн/сут. В июне 2008 года скважина была остановлена с дебитом нефти 4,3 тонн/сут. и обводнённостью 99,4 %. Скважина № 35411 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 13 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.10.2010 г.)

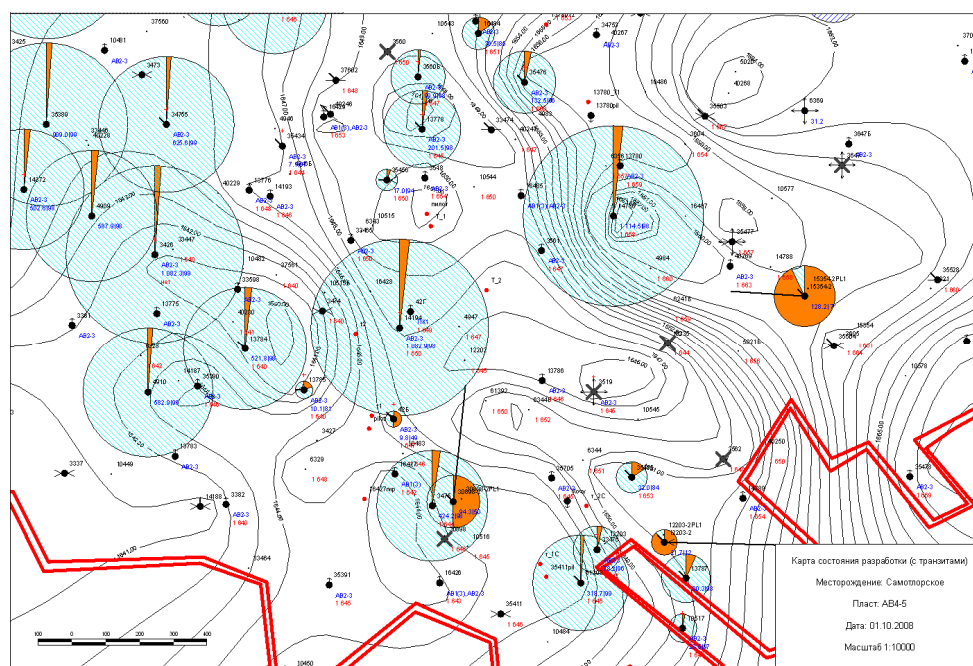


Рисунок 13 – Карта текущего состояния разработки за 01.10.2010 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В январе 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 99,7 тонн/сут., обводнённость 7,1 %. В ноябре 2011 года дебит нефти составил 20 тонн/сут., обводнённость – 93,1 %. На скважине произошла смена насоса на больший типоразмер. На сегодняшний день скважина № 35411 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели ее работы на март 2012 года: дебит нефти – 15,8 тонн/сут., обводнённость – 96,2 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 14775 тонн. На рисунке 14 представлен график показателей скважины.

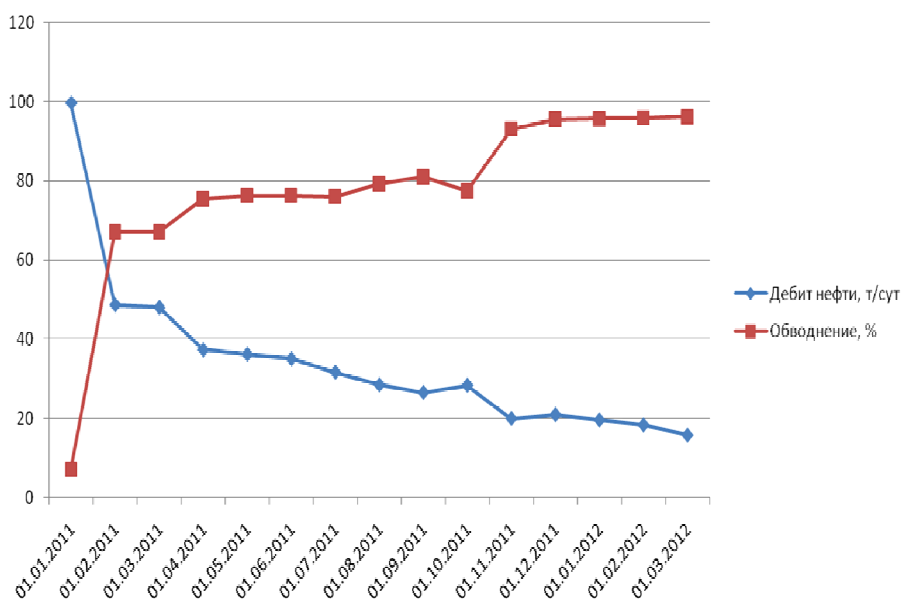


Рисунок 14 – График показателей скважины № 35411 после зарезки горизонтального ствола

### Конструкция скважины

Глубина скважины 1816 м. Текущий забой на глубине 1492 м (от 28.10.2008 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Горизонтальный участок 219,8 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ4-5 на глубине 1649,5 м. Горизонтальный ствол на данной скважине был забурен с пилотом.

### Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 35411 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 15,8 тонн/сут., обводнённость – 96,2 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 14775 тонн.

### Скважина № 35478, куст № 1815А

#### Анализ работы скважины

В июне 1985 года скважина была введена в работу на пласт АВ4-5 с обводнённостью 84,1 % и дебитом нефти 73,4 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в июле 1985 г. – 80,9 тонн/сут. В апреле 2004 года скважина была остановлена с дебитом нефти 1,5 тонн/сут. и обводнённостью 98,7 %. В сентябре 2004 года скважина была переведена на пласт АВ<sub>2-3</sub> под нагнетание. Скважина № 35478 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 15 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.05.2011 г.).

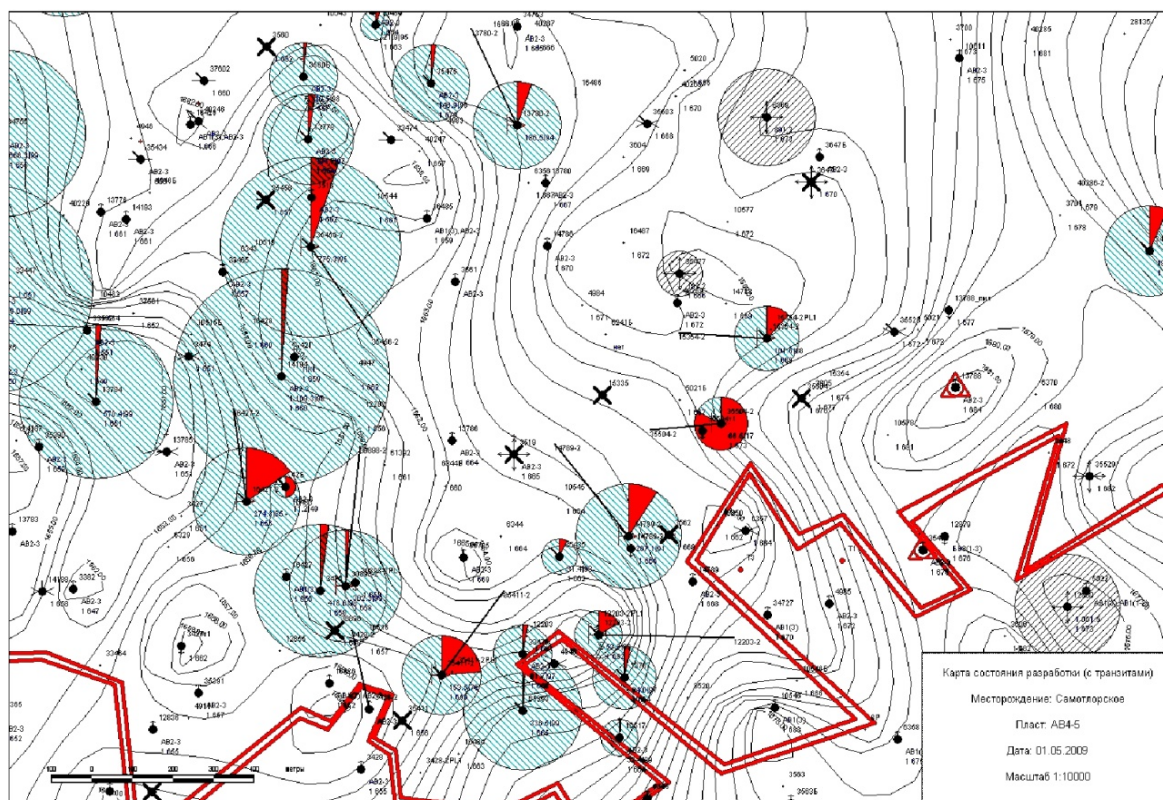


Рисунок 15 – Карта текущего состояния разработки за 01.05.2011 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. В июле 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 53,7 тонн/сут., обводнённость 38,8 %. В декабре 2011 года на скважине была проведена оптимизация. На сегодняшний день скважина № 35478 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 10 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 18,9 тонн/сут., обводненность – 95,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 8346 тонн. На рисунке 16 представлен график показателей скважины.

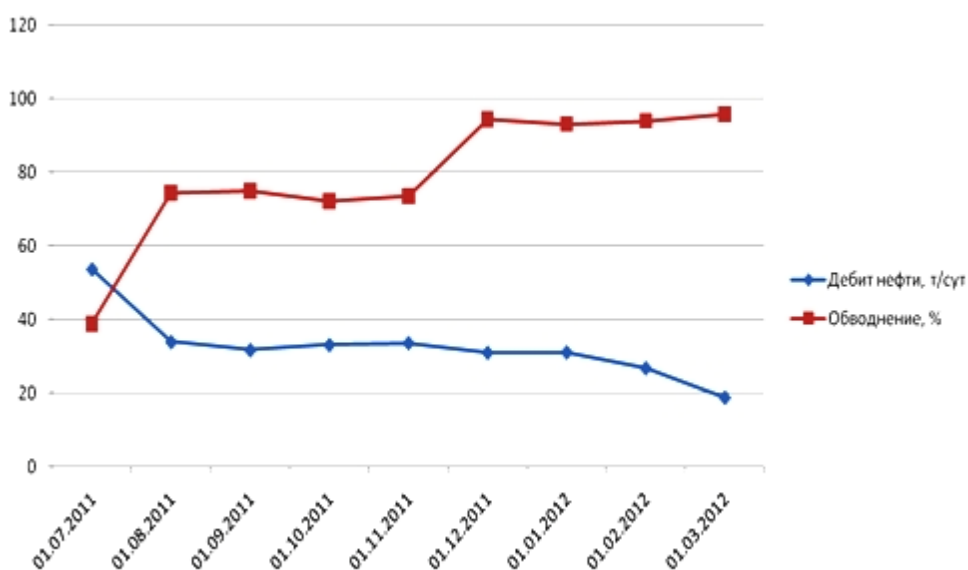


Рисунок 16 – График показателей скважины № 35478 после зарезки горизонтального ствола

## Конструкция скважины

Глубина скважины 1806 м. Текущий забой на глубине 1530 м (от 01.06.2009 г.). Диаметр обсадной колонны 168 мм. Интервал вырезки окна 1525–1528 м. Горизонтальный участок 250,6 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ<sub>4-5</sub> на глубине 1671,2 м. Фильтровая часть установлена в интервале 1857,8–2099,8 м.

## Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 35478 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 10 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 18,9 тонн/сут., обводнённость – 95,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 8346 тонн.

## Скважина № 61393, куст № 2176

### Анализ работы скважины

В сентябре 1992 года скважина была введена в работу на пласт АВ<sub>4-5</sub> с обводнённостью 66,5 % и дебитом нефти 29,2 тонн/сут. Максимальный дебит нефти был зарегистрирован в декабре 1992 года – 32,9 тонн/сут. В сентябре 2009 года скважина была остановлена с дебитом нефти 3,4 тонн/сут. и обводнённостью 99 %. Скважина № 61393 выбрана как кандидат под зарезку. На рисунке 17 представлена карта текущего состояния разработки (от 01.08.2011 г.)

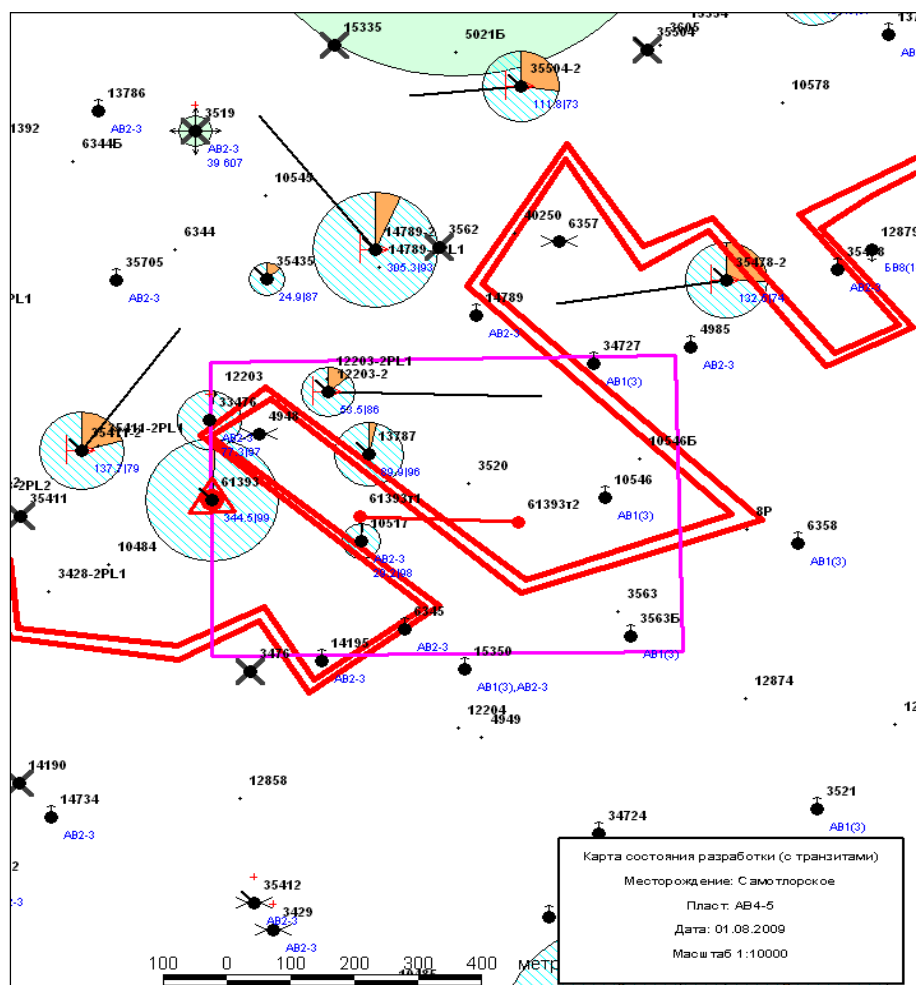


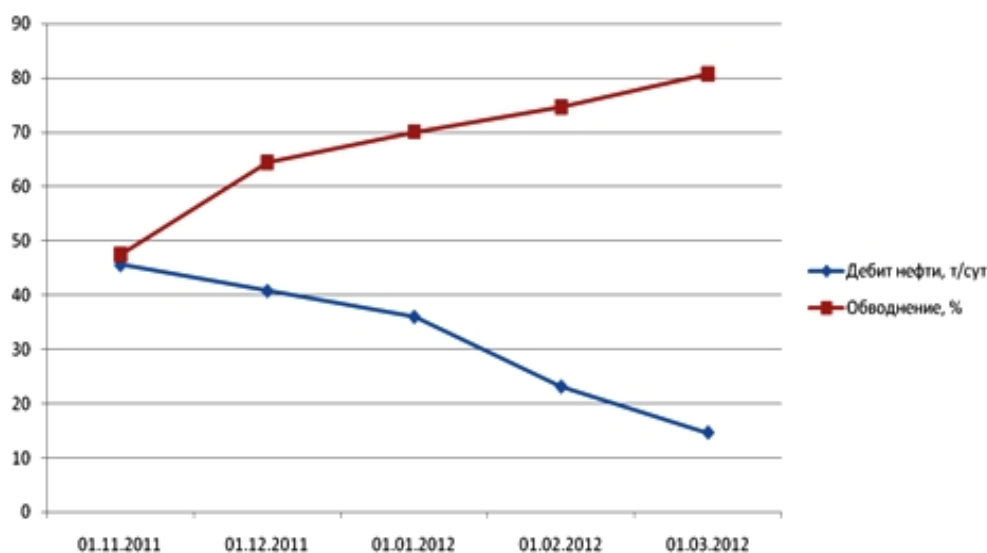
Рисунок 17 – Карта текущего состояния разработки за 01.08.2011 г.

Зарезке бокового горизонтального ствола предшествует детальное изучение района скважины. На участке скважины № 61393 был произведён подсчёт запасов, который представлен в таблице 6.

**Таблица 6** – Таблица подсчёта запасов по району скважины № 61393

Скважина	61393
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	350
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	5015,77
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	14,331
Коэффициент пористости, доли ед.	0,278
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,629
Пересчётный коэффициент, доли ед.	0,868
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	0,849
Начальные запасы нефти, тыс. тонн	647,21
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	59
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,557
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	360,49
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	285,94
Текущие извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	74,55

В ноябре 2011 года на скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ). Вид ГТМ – зарезка бокового горизонтального ствола. Дебит нефти составил 45,6 тонн/сут., обводнённость 47,5 %. На сегодняшний день скважина № 61393 находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 6 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 14,6 тонн/сут, обводнённость – 80,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 3751 тонн. На рисунке 18 представлен график показателей скважины.



**Рисунок 18** – График показателей скважины № 61393 после зарезки горизонтального ствола

### Конструкция скважины

Глубина скважины 2204 м. Текущий забой на глубине 1555,8 м (от 27.09.2009 г.). Пластовое давление пласта АВ<sub>4-5</sub> – 151 атм. (от 29.09.2009 г.). Газовый фактор 59 м<sup>3</sup>/т. Диаметр обсадной колонны 168 мм. Горизонтальный участок 249,5 м. Хвостовик диаметром 102 мм. Фильтр с отверстиями 10–12 мм и плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр. Точка входа в пласт АВ<sub>4-5</sub> на глубине 1664,3 м.



## Выводы

Данная скважина оценивается как успешная. На сегодняшний день скважина № 61393 остановлена. После зарезки горизонтального ствола проработала 6 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 14,6 тонн/сут, обводнёность – 80,8 %, накопленная добыча нефти после зарезки горизонтального ствола составила 3751 тонн.

## Выводы и рекомендации

В данной работе рассмотрены 5 скважин: №№ 12203, 14789, 35411, 35478 и 61393. Исходя из проведённого анализа, можно сделать вывод, что наиболее успешной является скважина № 14789. Её накопленная добыча за 16 месяцев составила 21340 тонн. Данная скважина на сегодняшний день находится в работе. После зарезки горизонтального ствола проработала 16 месяцев. Показатели её работы на март 2012 года: дебит нефти – 16,6 тонн/сут., обводнёность – 94,5 %. Прирост после зарезки горизонтальных стволов по пяти рассматриваемым скважинам составил 53152 тонн за период с декабря 2010 по март 2012 года. Данные по скважинам приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные по работе скважин

№ скважины	12203	14789	35411	35478	61393
Накопленная добыча, тонн	4940	21340	14775	8346	3751
Время работы, мес.	17	16	16	10	6

Исходя из анализа работы скважины № 12203, на которой был проведён ГРП, можно порекомендовать проведение данного ГТМ на остальных скважинах при снижении их дебита.

## Литература

1. Технологические схемы разработки Самотлорского, Мегионского, Аганского месторождений // Самотлорское месторождение (заключительный отчёт). – Нижневартовск, 2011.
2. Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения (отчёт). – Нижневартовск, 2012.
3. 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.
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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Абдульмянов С.Х. Интенсификация выработки запасов нефти из пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> (рябчик) Самотлорского месторождения с применением комбинированных технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 8. – С. 52–54.

13. Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 36–48.
14. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
15. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Анализ эффективности проведения ГРП на объекте АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 55–72.
16. Антонов Е.Н., Шутов Д.В. Анализ текущего состояния разработки Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 37–57.
17. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
18. Григулецкий В.Г. Зарезка и бурение дополнительных стволов из эксплуатационных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 5. – С. 29–34.
19. Исупов А.В. Успешный опыт проведения двадцатистадийного ГРП за одну спускоподъёмную операцию на Самотлорском месторождении с применением технологии «манжетный пакер» // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 56–58.
20. Кельметр В.В. Эффективные методы освоения скважин на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении // Молодой учёный. – 2020. – № 34 (324). – С. 23–26.
21. Лебединец А.П., Иванина Л.И., Григулецкий В.Г. Обоснование рациональной длины горизонтальной части ствола скважины, пробуренной из эксплуатационной колонны // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 8–11.
22. Попухов А.Н. Интеллектуализация Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 1 (168). – С. 58–64.
23. Михайлов И.С., Исанбердин В.М., Анашкина А.Е. Анализ породоразрушающего инструмента на Самотлорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 194–195.
24. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении / Н.Ю. Мойса [и др.] // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
25. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Перспективы и проблемы использования горизонтальных скважин для увеличения объёмов добычи нефти и газа // Нефть и Газ. – 1997. – № 1. – С. 12–16.
26. Савченко А.В., Березовский Д.А. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 97–120.
27. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 2. – С. 36–51.

## References

1. Technological schemes of development of Samotlorskoye, Megionskoye, Aganskoye fields // Samotlorskoye field (final report). – Nizhnevartovsk, 2011.
2. Refined development project of the Samotlorskoye field (report). – Nizhnevartovsk, 2012.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas places of birth. – Moscow: Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.

9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
12. Abdulmyanov S.Kh. Intensification of oil reserves production from reservoir (grouse) of Samotlor field with application of combined technologies // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 8. – P. 52–54.
13. Antonov E.N., Savenok O.V. Estimation of quality of cementing and technical state of wells on the example of Samotlor field on the data of acoustic method of con-trol // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 36–48.
14. Antonov E.N., Shiyani S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing at wells of Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
15. Antonov E.N., Shiyani S.I., Shabliy I.I. Analysis of hydraulic fracturing efficiency at the object of Samotlorskoye deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 55–72.
16. Antonov E.N., Shutov D.V. Analysis of the current state of development of the Samotlor field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 3. – P. 37–57.
17. Vorobyov A.E., Malyukov V.P., Galuzinskiy I.D. Innovative technologies to increase oil recovery and waterproofing at the Samotlor oil and gas field // Vestnik of Russian University of Peoples' Friendship. Series: Engineering studies. – 2015. – № 3. – P. 96–101.
18. Griguletsky V.G. Cutting and drilling of additional wellbores from production strings // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1998. – № 5. – P. 29–34.
19. Isupov A.V. Successful experience of twenty-stage hydraulic fracturing in one lowering operation at the Samotlorskoye field using the «collar packer» technology // Oil. Gas. novations. – 2017. – № 7. – P. 56–58.
20. Kelmet V.V. Effective methods of well development in the Samotlor oil and gas condensate field // Young Scientist. – 2020. – № 34 (324). – P. 23–26.
21. Lebedinets A.P., Ivanina L.I., Griguletsky V.G. Justification of rational length of horizontal part of wellbore drilled from production string // Oil economy. – 1992. – № 1. – P. 8–11.
22. Lopukhov A.N. Intellectualization of Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 1 (168). – P. 58–64.
23. Mikhailov I.S., Isanberdin V.M., Anashkina A.E. Analysis of rock destruction tool at the Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 194–195.
24. Some formulas and technology of preparation of drilling muds used in drilling of the second shafts at the Samotlor field / N.Yu. Moisa [et al.] // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses». – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
25. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Prospects and problems of using horizontal wells to increase oil and gas production // Oil and Gas. – 1997. – № 1. – P. 12–16.
26. Savchenko A.V., Berezovsky D.A. Technique and technology of sidetracking in the Samotlor field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2018. – № 3. – P. 97–120.
27. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Analysis of methods of influence on bottom-hole formation zone in conditions of the Samotlor field // Oil. Gas. Innovations. – 2017. – № 2. – P. 36–51.