



**К.Е. Янин**  
канд. экон. наук  
ООО «ПБ «ТЭРМ»<sup>1</sup>  
заместитель генерального директора  
эксперт ЕСОЭН  
yanin@term-pb.ru



**М.В. Хачатурян**  
ООО «Газпромнефть-Пальян»<sup>2</sup>  
главный геолог – заместитель генерального  
директора



**В.Ю. Дёмин**  
ООО «Газпромнефть-  
Технологические Партнёрства»<sup>3</sup>  
главный геолог – заместитель  
генерального директора

# Применение системы высокотехнологичных азимутально ориентированных горизонтальных скважин для разработки баженовской свиты (на примере Пальяновского участка ПАО «Газпромнефть»)

<sup>1</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Дзержинского, 15.

<sup>2</sup>Россия, 628011, ХМАО – Югра, Ханты–Мансийск, ул. Промышленная, 19, помещение 410.

<sup>3</sup>Россия, 628011, ХМАО – Югра, Ханты–Мансийск, ул. Промышленная, 19, Технопарк высоких технологий.

*Ключевые тренды развития технологий разработки баженовских отложений на Пальяновском участке – это бурение протяжённых горизонтальных скважин, их ориентация перпендикулярно преимущественному направлению регионального стресса, проведение большеобъемных гидроразрывов пласта, увеличение числа стадий МГРП по длине горизонтальных участков скважин. В совокупности с фактическими параметрами трещин МГРП и результатами микросейсмического мониторинга можно предположить, что реализуемая технология обеспечивает формирование в околоскважинном пространстве практически сплошной сети техногенных трещин*

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы нефти, баженовская свита; горизонтальная скважина, гидроразрыв; многостадийный гидроразрыв

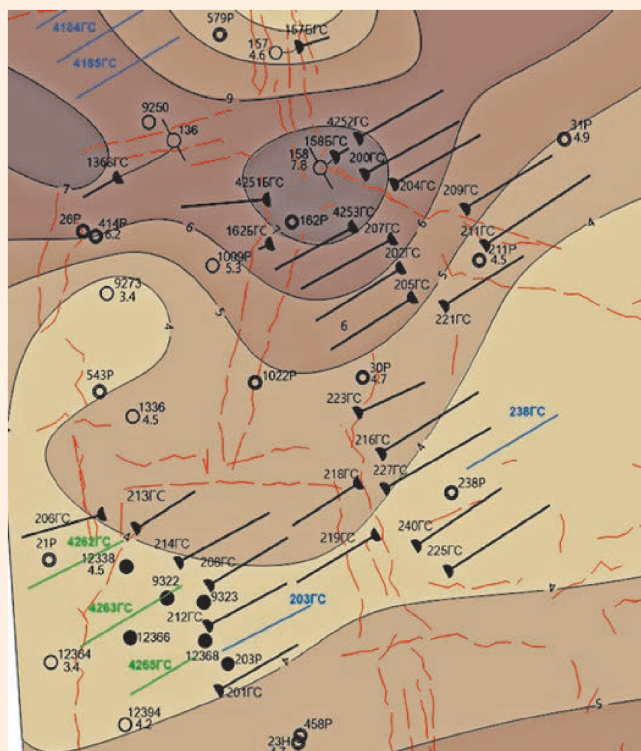
**В** течение последних нескольких лет северо-восточный Пальяновский участок является для ПАО «Газпромнефть» полигоном по поиску и отработке технологий добычи нефти из баженовского горизонта. Последний представлен здесь пластом ЮКО-ЮКО/1 тутлеймской свиты. Тип коллектора – трещиновато-кавернозный, отложения преимущественно битуминозные карбонатно-кремнисто-глинистые, пористость – 8%, проницаемость – менее 0,1мД, нефтенасыщенность – 95%. Недропользователь участка – ООО «Газпромнефть Пальян».

Системный подход к разработке рассматриваемого объекта компания реализует с 2018 г. Основой технологии являются ориентированные вдоль азимута  $\approx 62^\circ$  (перпендикулярно преимущественному направлению регионального стресса) горизонтальные скважины с протяжёнными ГУ (до 1,5 км) с большим числом объёмных МГРП (до 30 стадий).

Добыча нефти из пласта ЮКО-ЮКО/1 на участке осуществляется в течение 8 лет (с конца 2013 г.). До этого добыча велась в конце 90-х годов прошлого века и в начале нынешнего. С начала разработки из баженовского горизонта на данном участке извлечено более 300 000 т нефти.

Рис. 1.

Схема пробуренного фонда скважин на объекте ЮКО-ЮКО/1 Пальяновского участка



На конец 2021 г. на объекте ЮКО-ЮКО/1 пробурено более 30 скважин, большая часть из которых размещена регулярно (рис. 1). Представленный далее анализ выполнен по результатам работы первых 23 системно пробуренных (со второй половины 2018 г.) горизонтальных скважин. Такой ключевой показателем как среднее расстояние между рядами горизонтальных скважин здесь составляет  $\approx 400$  м.

Для определения анизотропии горизонтальных напряжений в скв. № 152ГС провели микросейсмический мониторинг гидроразрыва (рис. 2). Полученные результаты свидетельствуют о том, что трещины распространяются достаточно единообразно, преимущественно вдоль направления азимута  $320\text{--}330^\circ$ .

В подтверждение ориентации тренда анизотропии напряжений свидетельствуют также результаты исследования скв. № 203р Пальяновского участка пластовым азимутальным электромагнитным микроимджером – *Quanta Geo*. Это расширило представление об особенностях вскрытого скважиной геологического разреза и позволило оценить азимут направления максимального горизонтального стресса в  $150\text{--}170^\circ$  (или  $330\text{--}350^\circ$ , рис. 3).

Ключевая задача технологий разработки баженовского горизонта – создание искусственно «раздробленного» коллектора путём формирования максимально разветвлённой сети техногенных трещин. Если до начала реализации системного подхода к разработке здесь применялись технологии МГРП, ранее опробованные на традиционных низкопроницаемых коллекторах, то с конца 2017 г. акцент сделан в пользу апробации наиболее высокотехнологичных решений (рис. 4).

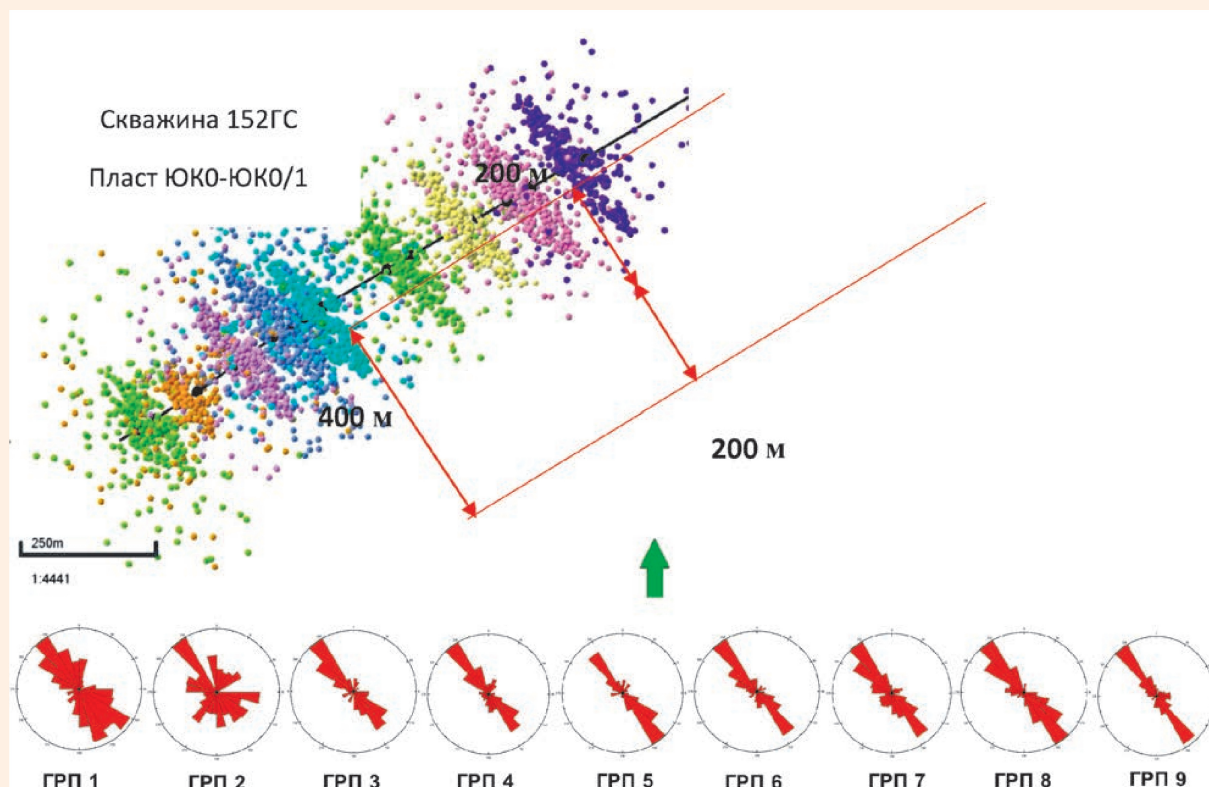
1. Реализован тренд на увеличение протяжённости горизонтальных участков скважин. По последним из них, пробуренных в 2021 г.,  $\Delta L_{\text{ГГ}}$  превышала 1,5 км.

2. Увеличена стадийность МГРП, количество которых доведено до 25–31.

3. Увеличена «объёмность» единичной стадии гидроразрыва. Если на первых скважинах удельная масса закачанного проппанта составляла 70 т/стад, то на последующих этапах она выросла до 100 т/стад (скважины 2019 г.) и до 150 т/стад (скважины 2020–2021 гг.).

4. Суммарная масса закачанного в 1 ГС проппанта увеличилась в 2–3 раза – с 0,9–1,5 тыс. т/скв до 3–4,5 тыс. т/скв.

5. Реализуются высокоскоростные технологии закачки проппанта, в том числе с использованием маловязких продающих жидкостей (*slick water*), а также гибридные гидроразрывы (с использованием комбинаций технологиче-



**Рис. 2.**  
Результаты микросейсмического мониторинга по оценке площади простимулированной гидроразрывом породы

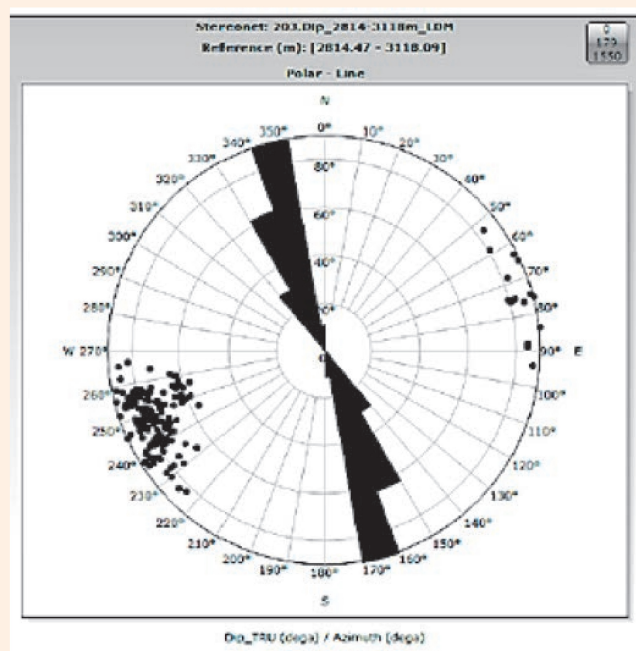
ских жидкостей). Выполненные за последние два года операции МГРП характеризуются высокой скоростью расхода жидкости (12–16 м<sup>3</sup>/мин). В конечном счёте это позволяет сформировать и закрепить в пласте более разветвлённую сеть трещин гидроразрыва.

Таким образом, ключевые тренды развития технологий разработки баженовских отложений на Пальяновском участке – это бурение более протяжённых ГС, повышенной объёмности ГРП, увеличение числа стадий МГРП по длине горизонтальных участков скважин (рис. 5). В последних ГС, пробуренных в 2020–2021 гг., среднее расстояние между портами МГРП сокращено до 50 м (с диапазоном 40–60 м). В совокупности с фактическими параметрами трещин МГРП и результатами микросейсмического мониторинга можно предположить, что реализуемая технология обеспечивает формирование в околоскважинном пространстве практически сплошной сети трещин.

Ранее по пласту YUKO-YUKO/1 Пальяновского участка средняя полудлина «основных» трещин МГРП составляла 165 м, высота – 34 м. Эти же фактические показатели по последним пробуренным девяти ГС с высокорасходными (12–16 м<sup>3</sup>/мин) большеобъёмными (150 т/стад) гидроразрывами выше прежних средних значе-

ний: полудлина – 188 м, высота – 35 м. Достигаемые фактические параметры трещин МГРП, сокращённые расстояния между портами ГРП

**Рис. 3.**  
Диаграмма распределения азимутов простирания трещин в скв. № 203р



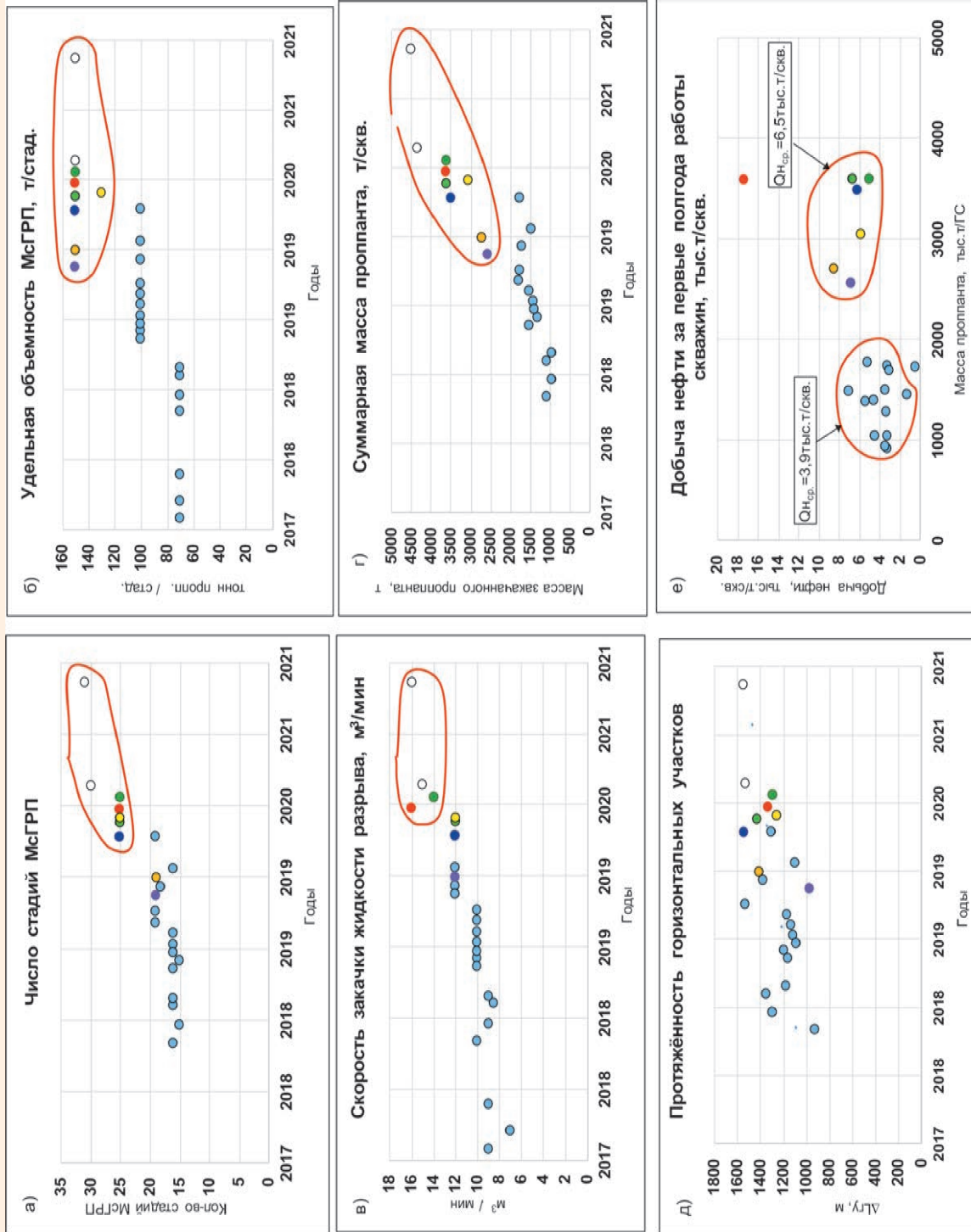


Рис. 4. Динамика параметров ГС с МГРП на объекте ЮКО-ЮКО/1

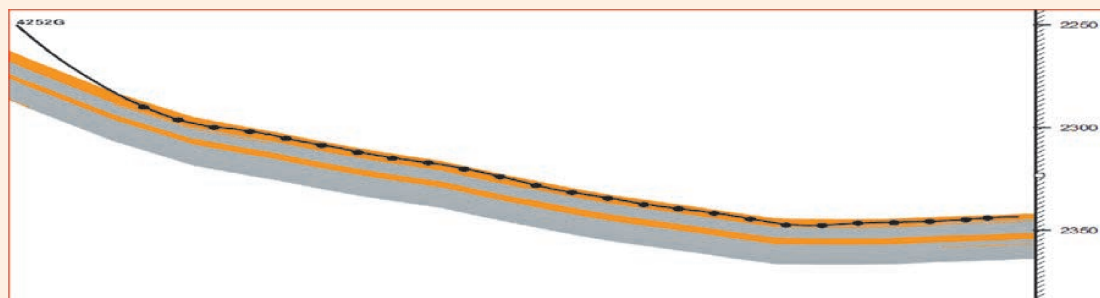


Рис. 5.  
Профиль скв. № 4252ГС с 25-стадийным МГРП

в целом учтены при формировании реализуемой схемы размещения ГС с преимущественным расстоянием между рядами скважин  $\approx 400$  м.

Несмотря на относительно небольшой период работы скважин (самый продолжительный –

3 года) отмечена зависимость между «технологической нагруженностью» ГС и накопленными объемами добычи нефти. Обобщая показатели работы по 23 скважинам (с не менее полугодовой историей эксплуатации) видно, что удельная

Таблица 1.  
Сводные характеристики пробуренных ГС с МГРП

Параметры (средние по 23скв.)		Ед.изм.	Значение		
			Средн.	Мин	Мак
<b>Параметры ГС с МсГРП</b>					
Протяжённость ( $\Delta L_{г\gamma}$ )		м	1270	930	1545
Расстояние между ГС		м	400	300	600
Кол-во стадий МсГРП		стад.	20	15	31
Расстояние между портами		м	60	15	150
Масса закачанного проппанта		т/стад.	113	70	150
		т/ГС	2250	932	4515
		т/м $\Delta L_{г\gamma}$	1,7	0,7	2,9
<b>Параметры трещин МсГРП</b>					
Полудлина		м	165	38	250
Высота		м	34	15	55
Ширина		мм	2,9	1,2	5,2
<b>Технологические показатели работы ГС с МсГРП</b>					
За первый месяц работы	Начальный дебит нефти	т/сут	37	4	126
	Начальный дебит жидкости	т/сут	58	9	145
	Обводнённость	%	41	14	74
Добыча нефти с начала эксплуатации скважины (введены не ранее середины 2018г.)		тыс.т/ГС	9,2	0,4	23,5
Добыча нефти за первые полгода работы		тыс.т/ГС	5,1	0,4	17,3
Промысловый ГФ (нач.)		м <sup>3</sup> /т	650	164	1164
Промысловый ГФ (тек.)		м <sup>3</sup> /т	1328	165	2045

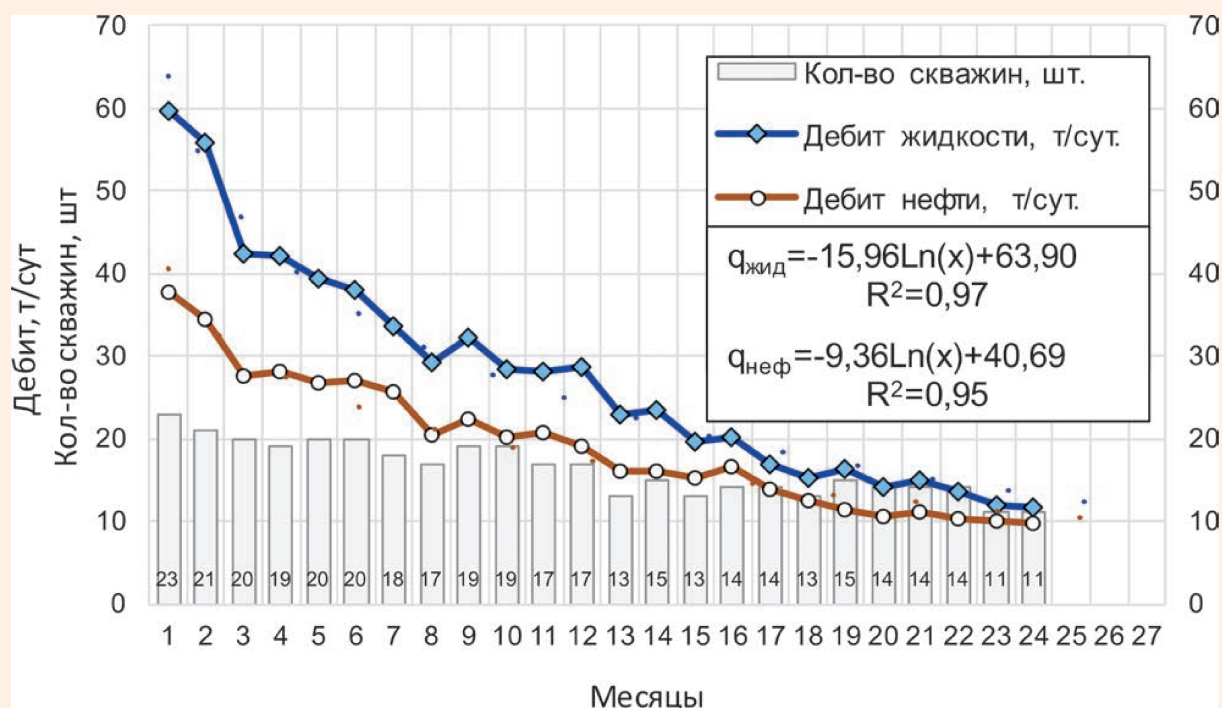


Рис. 6.  
Усреднённая динамика дебитов ГС с МГРП

накопленная за первые полгода работы (без учёта непродолжительных остановок) добыча нефти по группе из 6 более высокотехнологичных скважин составила 6,5 тыс. т/скв, что в 1,6 раза выше, чем по основной группе скважин-предшественников (рис. 4е). Также обращает на

себя внимание наилучший текущий результат по скв. № 240ГС (за полгода добыто более 16 тыс. т нефти), в которой реализован 25-стадийный высокорасходный (16 м³/мин) МГРП (150 т/стад).

В табл. 1 представлены осреднённые технологические показатели по 23 ГС, системно

Рис. 7.  
Усреднённая динамика обводнённости по 23 горизонтальным скважинам с МГРП





Рис. 8. Усреднённая динамика газового фактора при эксплуатации ГС с МГРП

пробуренным на объект ЮКО-ЮКО/1 Пальянов-соцкого участка.

На рис. 6, 7 приведена усреднённая, приведённая к начальному моменту времени динамика технологических показателей горизонтальных скважин с МГРП, пробуренных на объект ЮКО-ЮКО/1.

Динамика снижения дебитов в целом характерна для разработки «обычных» низкопроницаемых терригенных коллекторов. В течение первого года эксплуатации дебиты нефти и жидкости снижаются на 50–60% относительно начальных (за первый месяц) величин, за 2 года падение дебитов жидкости и нефти равно 70–80%. В абсолютном выражении это выглядит так:

а) средний дебит жидкости с начальных 58 т/сут снизился до 26 т/сут (спустя один год), и до 12 т/сут (за два года);

б) средний дебит нефти с начальных 37 т/сут снизился до 19 т/сут (спустя один год), и до 10 т/сут (за два года).

Обводнённость изученных скважин имеет общий выраженный тренд на снижение после начала их эксплуатации. Закачка большого объема жидкости разрыва на этапах ГРП обуславливает весьма высокую начальную обводнённость продукции (в среднем ≈ 40%), которая постепенно снижается в течение последующих многих месяцев по мере отбора технологической жидкости. За два года обводнённость снизилась с 40 до 20%. По скважинам с наиболее продолжительной историей эксплуатации (2,5–3 года)

текущая обводнённость находится в пределах 10–20%.

Одна из известных проблем, возникающих при разработке баженовских отложений – рост промышленного газового фактора до весьма высоких величин (рис. 8).

Горизонтальные скважины, простимулированные объемными МГРП, вводятся в эксплуатацию сразу с высокими показателями ГФ (сотни м³/т) с общей тенденцией к его дальнейшему увеличению. Это обуславливает необходимость применения фонтанного способа эксплуатации скважин с момента запуска их в работу. Этот период продолжается в среднем около года, далее следует перевод скважин на ЭЦН по мере снижения пластового давления и дебитов скважин. На середину 2021 г. из 23 анализируемых ГС на механизированный способ (ЭЦН) переведены 14 скважин.

Учитывая особенности очень сложного геологического строения баженовского горизонта, а также высокую сложность организации эффективной системы ППД, связанную как с подбором оборудования, так и агентов вытеснения, поддерживать рентабельные дебиты, как и в целом в скважинах, пробуренных в низкопроницаемых коллекторах, пока возможно только за счёт эксплуатации скважин на повышенных депрессиях. Среднее текущее значение  $P_{заб}$  по механизированному фонду скважин сейчас значительно ниже давления насыщения нефти газом, – порядка 55 атм.

Параметры	Текущие показатели		
	В среднем	в т.ч.:	
		Фонтан	ЭЦН
Дебит нефти, т/сут.	15	26	9
Дебит жидкости, т/сут.	24	40	15

Таблица 2.

Текущие дебиты фонтанных и механизированных скважин


Текущие технологические показатели по двум группам скважинам (фонтанные/механизированные) заметно различаются в пользу фонтанных (табл. 2). В первую очередь это обусловлено тем, что они более новые и характеризуются пока непродолжительным периодом эксплуатации.

### Выводы

1. Системное азимутально-ориентированное перпендикулярно преимущественному направлению регионального стресса размещение протяжённых ГС (с  $\Delta L_{гв} \approx 1,5$  км) с реализацией в них большого количества стадий большеобъемных ГРП позволяет сформировать в баженовских отложениях обширную техногенную сеть трещин, что является одним из ключевых условий их эффективной разработки.

2. Более высокотехнологичные ГРП, характеризующиеся высокой скоростью закачки маловязких жидкостей (12–16 м<sup>3</sup>/мин), большим количеством стадий разрыва (25–30), объемом закачиваемого проппанта (150 т/стад), – обеспечивают достижение более разветвленной искусственной трещиноватости и, как следствие, лучших технологических показателей работы скважин.

3. Фактические средние начальные дебиты ГС с МГРП (по нефти 37 т/сут, по жидкости – 58 т/сут) – вполне удовлетворительные, а динамика их последующего падения характерна для объектов с ТриЗ, сосредоточенными в низкопроницаемых терригенных коллекторах.

4. Положительная экономическая эффективность уже реализованных мероприятий на объекте ЮКО-ЮКО/1 Пальяновского участка, в силу их значительной капиталоемкости и относительно непродолжительной историей разработки, – на текущий момент, очевидно, не достигнута. Однако сочетание последовательной отработки современных технологий, их совершенствование, возможное удешевление, развитие налогового законодательства в части ТриЗ – безусловно, будут способствовать приближению периода рентабельной эксплуатации баженовских отложений на Пальяновском участке. 

UDC 622.276

K.E. Yanin, Cand. Sc. (Economy), Deputy General Director of PB TERM LLC<sup>1</sup>, ESOEN expert, yanin@term-pb.ru

M.V. Khachaturian, Chief Geologist – Deputy General Director, OOO Gazpromneft–Palyan<sup>2</sup>

V.Yu. Demin, Chief Geologist – Deputy General Director, OOO Gazpromneft–Technological Partnerships<sup>3</sup>

<sup>1</sup>15, Dzerzhinsky str., Tyumen, 625000, Russia.

<sup>2</sup>19, room 410, Promyshlennaya str., Khanty–Mansiysk, KhMAO – Yugra, 628011, Russia.

<sup>3</sup>19, Technopark of high technologies, Promyshlennaya str., Khanty–Mansiysk, KhMAO – Yugra, 628011, Russia.

## Application of a System of High-tech Azimuthally Oriented Horizontal Wells for the Development of the Bazhenov Formation (on the Example of the Palyanovsky Block of Gazprom Neft PJSC)

**Abstract.** The main trends in the development of technologies for the development of Bazhenov deposits in the Palyanovsky area are the drilling of more extended horizontal wells, an increased volume of hydraulic fracturing, and an increase in the number of stages of multi-stage hydraulic fracturing along the length of horizontal sections of wells. Together with the actual parameters of multi-stage hydraulic fracturing fractures and the results of microseismic monitoring, it can be assumed that the technology being implemented ensures the formation of an almost continuous network of fractures in the near-wellbore space.

**Keywords:** hard-to-recover oil reserves; Bazhenov formation; horizontal well; hydraulic fracturing; multi-stage hydraulic fracturing.