

УДК 622.276.66 СМ

ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ НА БАЖЕНОВСКО-АБАЛАКСКОМ КОМПЛЕКСЕ ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

С.А. Черевко

(ООО "Газпромнефть-Хантос"),

К.Е. Янин

(ООО "Проектное Бюро "ТЭРМ")

В последнее пятилетие интерес нефтяных компаний к поиску технологий рентабельной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе и содержащихся в баженовской свите, существенно усилился.

Приведем некоторые сведения о результатах разработки пласта Ю0 на нефтяных месторождениях ХМАО – Югры. Основываясь на данных за 2014–2015 гг., приведенных в работах [2, 3], можно предположить, что накопленная добыча нефти из пласта Ю0 в целом по ХМАО с начала освоения месторождений на начало 2017 г. превысит 9 млн т. В целом по округу, как указывают специалисты АУ ХМАО – Югры "НАЦ РН" [2], в 2014 г. на баженовскую свиту работало 162 скважины со средним дебитом нефти 16,3 т/сут, а в 2015 г. 188 скважин и 11 т/сут, соответственно [4]. Годовая добыча нефти по пласту Ю0 составила: в 2013 г. – 725 тыс. т; в 2014 г. – 746 тыс. т; в 2015 г. – 600 тыс. т [3]. Всего за 6-летний период (с 2010 по 2015 г.) в ХМАО из пласта Ю0 добыто 3,724 млн т нефти, т. е. в среднем по 621 тыс. т/год. Однако это составляет всего лишь 0,24 %

от общей среднегодовой добычи нефти по ХМАО в рассматриваемый период. Средний утверждённый по промышленным запасам КИН по баженовско-абалакскому комплексу в ХМАО [3] весьма высок – 0,235. Рентабельный КИН здесь будет существенно ниже, даже с учётом текущих налоговых послаблений.

На Салымском месторождении (ХМАО) добыча нефти из пласта ЮС0 началась в 1974 г. из четырех скважин со средним дебитом нефти 114 т/сут. В работе [5] установлено, что в зоне деятельности ООО "РН-Юганскнефтегаз" минерально-компонентная модель баженовской свиты выглядит следующим образом: кремнезём и карбонат – 60 %, глины – 20 %, кероген – 15 %, пирит – 2,5 %, объём пор – 2,5 %.

За период с 2009 по 2015 г. на Салымском месторождении ввели в добычу 12 новых скважин с умеренным средним дебитом нефти 19 т/сут. Всего за 42 года в добыче на нефть здесь перебивало 84 скважины со средней удельной добычей нефти на 1 скважину – 46 тыс. т. По экономическим критериям в настоящее время эта добыча соответствует рентабельной. Основываясь на

данных работы [5], можно предположить, что в случае продолжения эксплуатационного разбуривания пласта ЮС0 Салымского месторождения (даже небольшими объёмами проходки) КИН по промышленным запасам нефти на естественном режиме в 2020 г. превысит 0,1. Это в 2,9 раза выше, чем фактический КИН – 0,035, достигнутый в среднем по 28 сланцевым месторождениям США [10].

Отметим, что крайне пессимистичная оценка авторов работы [6] ожидаемой удельной добычи на уровне 2...4 тыс. т/скв. на 1 горизонтальную скважину (ГС), пробуренную на баженовскую свиту, вызывает большие сомнения. Более того, приведённые в работе [6] данные о фактически накопленном удельном отборе на 1 скважину на Салымском месторождении на уровне 25 тыс. т/скв. по фонду из 80 скважин также являются ошибочными и их использовать не рекомендуем.

Судя по опубликованным в открытой печати данным, например по ОАО "Сургутнефтегаз", суммарная накопленная добыча нефти по пласту ЮС0 за 2008–2010 гг. составила ~1,0 млн т при весьма высоком среднегодовом дебите нефти – 29 т/сут.

Весьма пессимистичные воззрения на перспективы освоения запасов нефти в баженовской свите присутствуют и в работе [7], где рекомендуется воздержаться от ввода в разработку запасов пласта Ю0 в Западной Сибири по экономическим причинам из-за их убыточности. Вряд ли в настоящее время с этим можно согласиться.

К числу наиболее перспективных новых технологий эффективной разработки баженовской свиты могут быть отнесены термогазовое воздействие, а также бурение ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МсГРП) [3, 14, 15]. В последние годы научно-исследовательские работы по детальному изучению баженовско-абалакского комплекса в ХМАО и аналогичным породам в других районах России существенно активизировались, а именно:

- совершенствуются методики определения подсчётных параметров с целью повышения достоверности оценки в них запасов нефти [8–10];
- развиваются сейсмические методы, направленные на выявление новых особенностей геологического строения рассматриваемого геологического комплекса [11];
- изучаются геомеханические свойства пород баженовской свиты [5, 12];
- отрабатываются технологии бурения горизонтальных скважин с проведением в них МсГРП [14];
- опробуются методы контроля за развитием трещин МсГРП в ГС с применением микросейсмических методов и кросс-дипольного акустического каротажа [15].

Таким образом, подводя итоги активной работы недропользователей в настоящее время (ООО "Газпромнефть", ПАО "НК "Роснефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "РИТЭК", ОАО "Сургутнефтегаз"), можно сделать вывод, что фактические результаты освоения пластов баженовско-абалакского комплекса в Сургутском и Юганском районах ХМАО вызывают на перспективу сдержанный оптимизм.

В структуре запасов ООО "Газпромнефть–Хантос" основная доля приходится на трудноизвлекаемую нефть, сосредоточенную в низкопроницаемых коллекторах. Если для традиционного терригенного типа коллекторов (даже с сильно ухудшенными фильтрационными характеристиками) опытным путем доказана [1] эффективность применения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта (ГС + МсГРП), то для отложений баженовской свиты подходящие технологии разработки еще только нарабатываются. Подчеркнём, что обнуление (с конца 2013 г.) ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для нефти, добываемой из баженовской свиты, стало главным фактором, стимулирующим недропользователей к финансированию работ по поиску эффективных технологических решений по вовлечению этих запасов в разработку.

Целью настоящего исследования является сравнительная оценка эффективности применения на баженовской свите Пальяновской площади двух технологий – наклонно направленных скважин (ННС) с ГРП и ГС с МсГРП. Несмотря на непродолжительную историю эксплуатации (6 мес) двух ГС (№ 134, 152), полученные результаты позволяют предположить их эффективность.

В ООО "Газпромнефть–Хантос" полигоном накопления необходимого опыта освоения баженовской свиты является Пальяновская (северо-восточная) площадь Красноленинского месторождения. Один из эксплуатационных объектов здесь – баженовско-абалакский комплекс (пласты ЮК0-1).

Коллекторы в интервале отложений баженовской свиты относятся к трещиновато-кавернозному типу. Объект является сложно построенным, эффективная его пористость представлена преимущественно вторичными пустотами. Линзовидные тела коллекторов находятся на разных уровнях разреза, чередуются с непроницаемыми породами, в плане образуя мозаичное поле нефтеносности. Водоносные пропластки в границах разреза отсутствуют. Средняя общая толщина баженовской свиты 12 м (по скважинам изменяется от 4 до 25 м), нефтенасыщенная – 6 м (по скважинам – от 3 до 10 м), коэффициент песчаности – 0,6. Из геолого-физических параметров следует выделить низкие пористость – 13 % и проницаемость – 1 мД, высокую нефтенасыщенность – 90 %. Судя по обзорной схеме, составленной И.В. Гончаровым и др. [16], генерационный потенциал баженовской свиты в районе Пальяновской площади оценивается как достаточно перспективный (рис. 1).

В пределах Пальяновской площади эксплуатационное бурение на баженовскую свиту осуществляется с 2014 г. За 3 года здесь пробурено 10 добывающих скважин, в том числе 8 ННС и две последние (в 2016 г.) – ГС № 134, 152 с длинами горизонтальных участков 1000 м (рис. 2 и 3). Хвостовик ГС в одном случае нецементируемый, в другом – зацементирован. Фактическая "эффективная" проходка ГС по целевой пачке составляет в среднем 75 % (без учёта стимулирования пласта тре-

щинами МсГРП). Обе ГС ориентированы в пласте (азимут простирания 60°) перпендикулярно преимущественному направлению регионального стресса, которое в рассматриваемом регионе, в том числе по баженовской свите составляет 330...340° [12].

Сочетание сложного геологического строения и ультранизкой проницаемости баженовской свиты предопределило необходимость проведения большеобъемных ГРП во всех пробуренных скважинах. Масса закачанного в пласт проппанта по скважинам изменяется в ННС от 50 до 200 т, составляя в среднем 123 т. В обеих ГС выполнены 9-стадийные гидроразрывы. В одну из скважин закачано в сумме 356 т проппанта (по 40 т/стадию, что, однако, оказалось в 2 раза меньше, чем планировалось), в другую – 607 т (по 67 т/стадию).

Сложности проведения МсГРП в одной из ГС обусловлены как технологическими факторами, так и особенностями геологического строения баженовской свиты, в том числе наличием зон с тектоническими нарушениями. В табл. 1 представлены средние фактические значения параметров трещин ГРП в ННС и ГС. На рис. 4 представлен профиль проводимости трещины ГРП по разрезу пласта в скв. 152.

Осредненные по всем стадиям МсГРП фактические фильтрационные параметры трещин следующие: проницаемость – 13 Д, проводимость – 35 мД·м. При этом в целом по успешным и неудачным стадиям МсГРП проницаемость трещин варьируется от 1 до 30 Д, проводимость – от 2 до 85 мД·м.

Таблица 1

Параметры трещин гидроразрыва пласта в ННС и ГС

Параметры	Средние значения	
	ННС	ГС
Число добывающих скважин, шт.	6	2
Масса закачанного проппанта, т/скв.	122	481
Полудлина трещин ГРП, м	165	140
Высота трещин ГРП, м	33	64
Ширина трещин ГРП, мм	4,6	2,4
Число стадий гидроразрыва пласта, ст.	1	9

В рамках анализа добывных возможностей скважин, пробуренных на баженовский горизонт, сравнивались результаты эксплуатации двух горизонтальных (с МсГРП) скважин № 134, 152 и шести наклонно направленных (с ГРП) скважин № 130, 136, 138, 153, 157, 158. Разработка объекта осуществляется на естественном режиме.

Все пробуренные ННС оказались малодобитными, максимальные начальные дебиты скважин по жидкости не превышали 20 т/сут, в среднем – 14 т/сут. За первые 6 мес эксплуатации дебиты жидкости снизились в 2,0...2,5 раза, за год – в 3 раза, до величин, близких к предельно рентабельным. К положительным моментам можно отнести то, что на протяжении периода эксплуатации ННС их обводненность не превышала 10 %.

Несмотря на то, что фактические результаты по двум ГС неоднозначны, в среднем начальные их дебиты жидкости (30 т/сут – за первый месяц эксплуатации) оказались в 2,2 раза выше, чем по ННС. Однако темпы падения дебитов жидкости по ГС за первые 6 мес эксплуатации были также весьма значительными. Тем не менее замедление темпов и сами дебиты скважин по жидкости (17 т/сут на 6-й месяц) свидетельствуют о сохранении потенциала для продолжения эффективной эксплуатации объекта ЮК0-1.

Основной причиной высокой обводненности ГС в первые месяцы их эксплуатации является техническая вода, закачанная при проведении большеобъемных МсГРП. Начальная обводненность ГС оказалась на порядок выше, чем по ННС (рис. 5). Однако, по мере эксплуатации скважин, их обводненность имела выраженный тренд к уменьшению.

Вследствие очень низкой (~ 5 %) обводненности ННС динамика дебитов нефти по ним практически повторяет динамику дебитов жидкости. Текущие небольшие (около 2...3 т/сут) дебиты нефти (по всем скважинам) свидетельствуют о невысокой эффективности разработки баженовской свиты наклонно направленными скважинами. Однако и по ГС картина с динамикой дебитов нефти также неоднозначная, в первую очередь, из-за влияния ряда технико-технологических факторов.

Горизонтальная скв. 134 (первая из пробуренных) на протяжении рассмотренного периода эксплуатировалась ЭЦН с постепенным снижением забойного давления с 7,5 до 3,5 МПа. Это позволило обеспечить дебит скважины по жидкости примерно на одном уровне – 28 т/сут. При этом достаточно высокая депрессия (более 15,0 МПа) здесь не повлекла за собой чрезмерного роста газового фактора, который остается на уровнях (около 200 м³/сут), сопоставимых с начальным газосодержанием нефти. В то же время текущие средние значения газового фактора по ННС, оборудованным насосными установками, достигли 800 м³/т. Таким образом, несмотря на риски, связанные со снижением пластового давления, более или менее эффективная разработка баженовской свиты (равно как и большинства обычных низкопроницаемых коллекторов), в том числе и при повышенных депрессиях, подтверждается практикой эксплуатации ряда объектов. Дебит нефти по скв. 134 на протяжении рассмотренного периода (6 мес) имел тенденцию к постоянному увеличению (с 3 до 21 т/сут) вследствие снижения обводненности.

Горизонтальная скв. 152 все 6 мес эксплуатировалась фонтанным способом. За этот период дебит жидкости снизился с 35 до 7 т/сут, дебит нефти – с 27 до 6 т/сут при относительно стабильной обводненности 23 %. Намеченный в перспективе перевод ГС № 152 на насосный режим, вероятно, позволит увеличить дебит скважины.

Основной результат ОНР – средний дебит нефти двух ГС в целом за первые 6 мес их эксплуатации оказался в 2 раза выше, чем по ННС (рис. 6).

За первые 6 мес эксплуатации в среднем по ГС добыто 2,5 тыс. т нефти (табл. 2, 3), тогда как по ННС этот

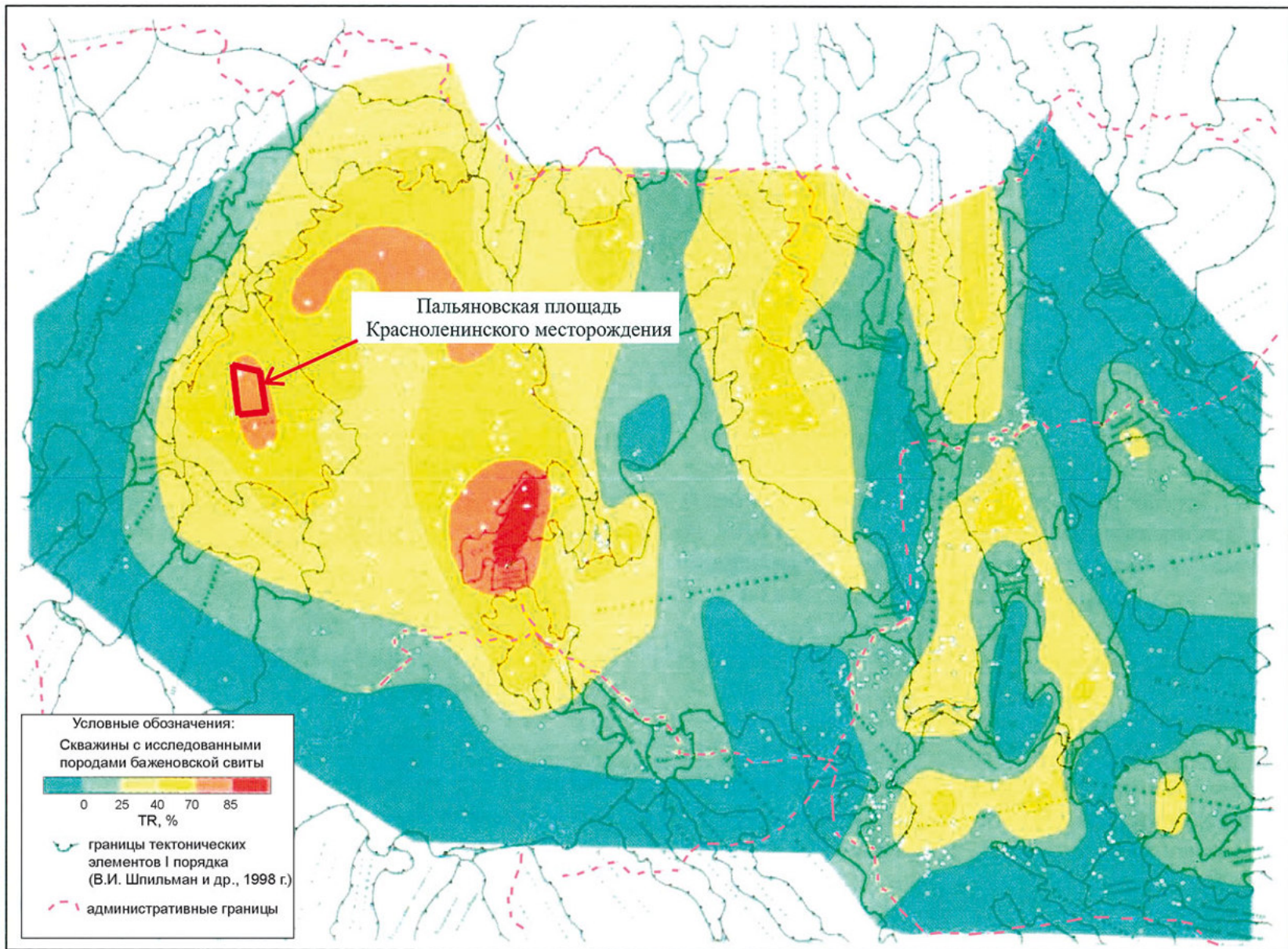


Рис. 1. Обзорная карта оценки генерационного потенциала TR-пород баженовской свиты [16]

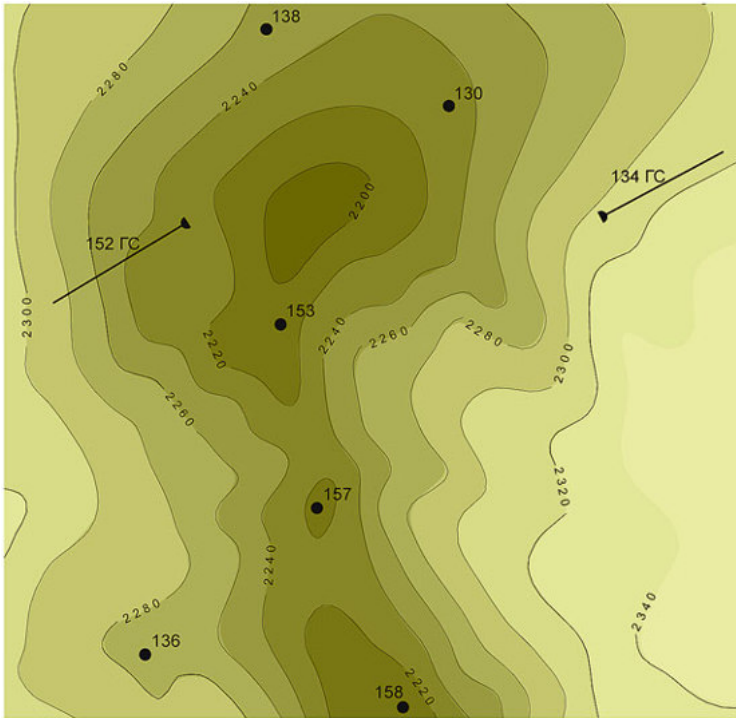


Рис. 2. Схема расположения скважин (ГС и ННС), пробуренных на баженовскую свиту на участке Пальяновской площади

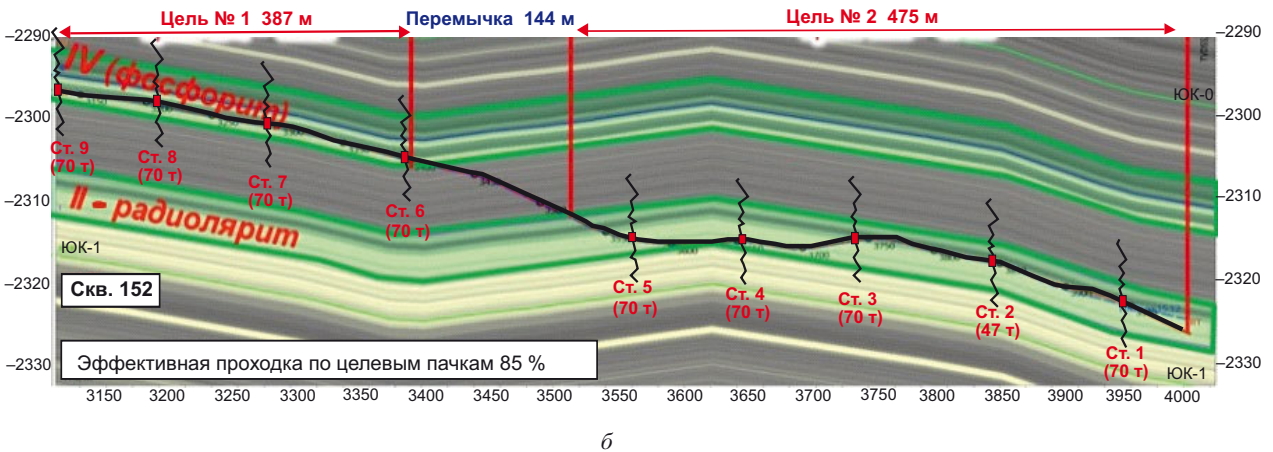
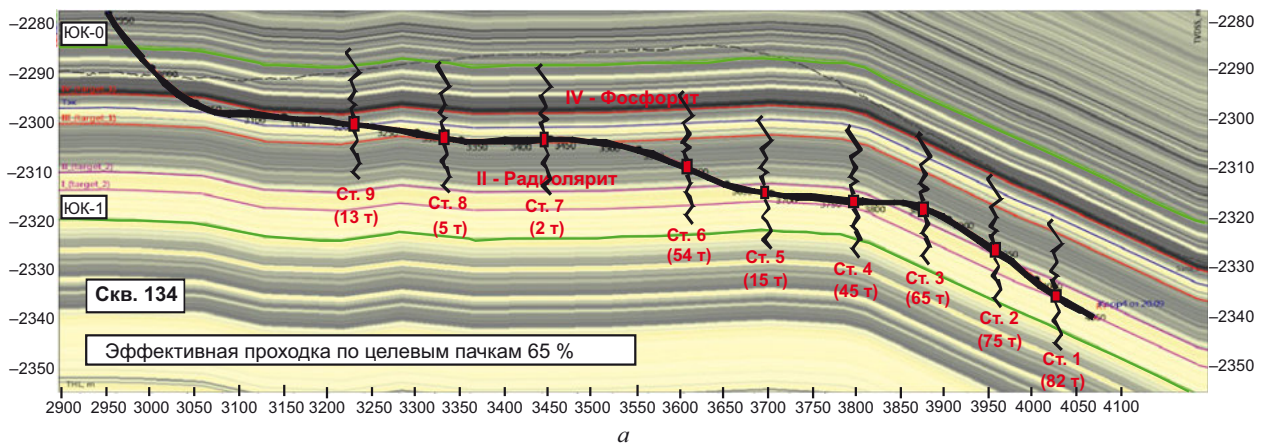


Рис. 3. Профили ГС с МГРП № 134 (а) и № 152 (б) в баженовской свите Пальяновской площади

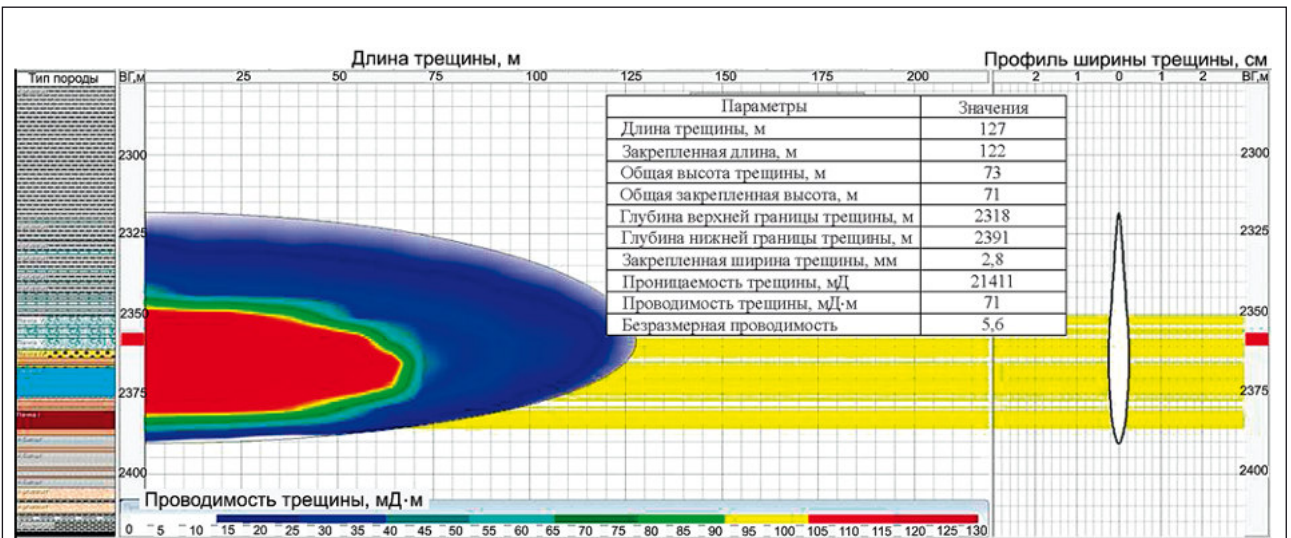


Рис. 4. Профиль проводимости трещины МСГРП в ГС № 152

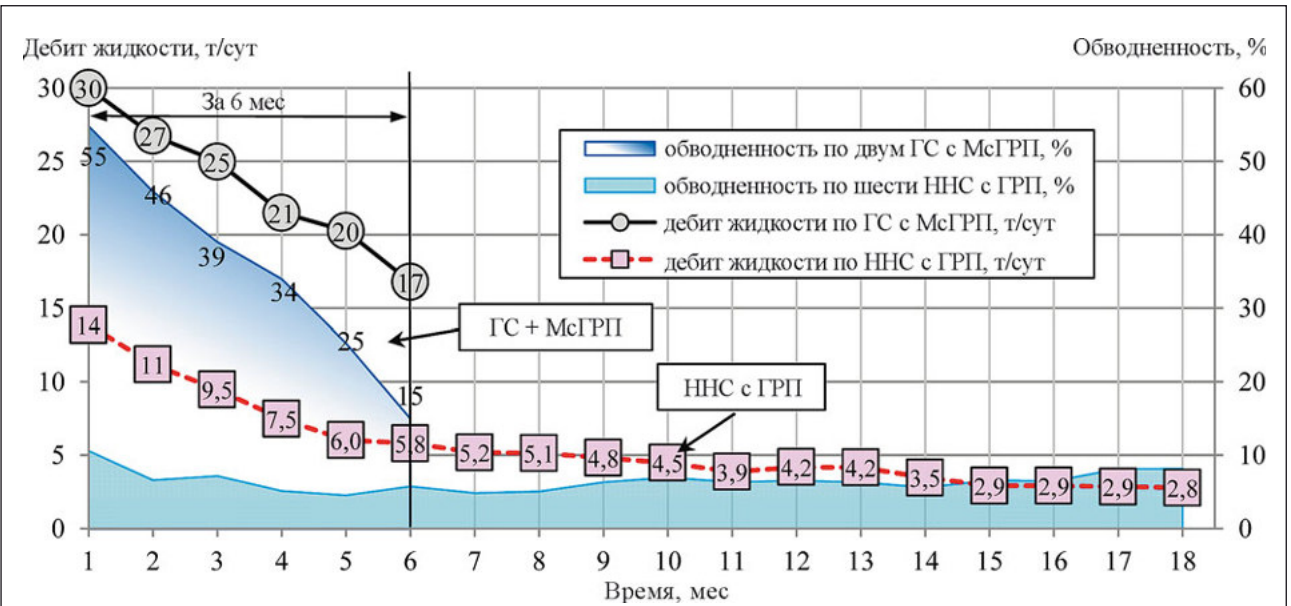


Рис. 5. Динамика средних дебитов жидкости и обводненности по ННС и ГС

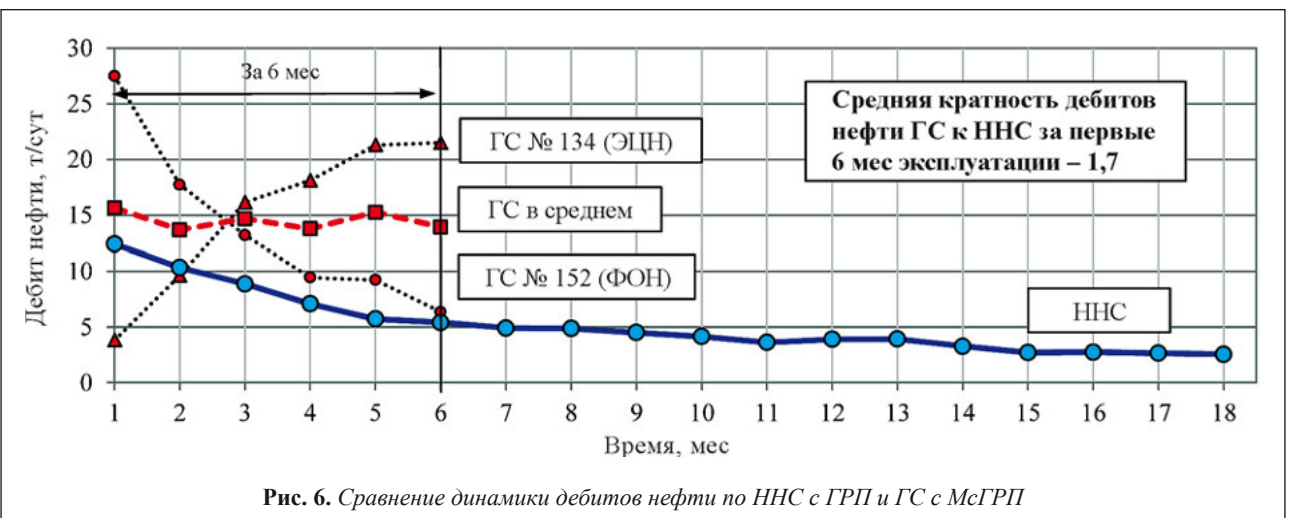


Рис. 6. Сравнение динамики дебитов нефти по ННС с ГРП и ГС с МСГРП

Динамика средних показателей эксплуатации шести ННС и двух ГС во времени

Показатели		Время, мес						В среднем за 6 мес
		1	2	3	4	5	6	
Средний дебит нефти, т/сут	ГС	15,7	13,7	14,7	13,8	15,3	13,9	14,5
	ННС	12,4	10,3	8,9	7,1	5,7	5,4	8,3
	Соотношение	1,3	1,3	1,7	1,9	2,7	2,6	1,7
Средний дебит жидкости, т/сут	ГС	30,0	26,8	25,0	21,5	20,3	16,8	23,4
	ННС	13,9	11,2	9,5	7,5	6,0	5,8	9,0
	Соотношение	2,2	2,4	2,6	2,9	3,4	2,9	2,6
Обводненность, %	ГС	55	46	39	34	25	15	36
	ННС	11	7	7	5	5	6	7
Удельная добыча нефти, т/скв.	ГС	310	424	449	415	469	414	Σ = 2480
	ННС	177	316	271	217	173	163	Σ = 1317
Удельная добыча жидкости, т/скв.	ГС	693	830	765	646	621	498	Σ = 4054
	ННС	194	342	290	229	182	175	Σ = 1412

Таблица 3

Сравнение основных показателей эксплуатации скважин ННС и ГС

Показатели	Единица	ННС с ГРП	ГС с МсГРП	Кратность показателей: ГС/ННС
Число скважин	шт.	6	2	
Показатели за 1-й мес эксплуатации				
Дебит нефти	т/сут	12	16	1,3
Дебит жидкости	т/сут	14	30	2,2
Обводненность	%	11	55	5,2
Показатели на 6-й мес эксплуатации				
Дебит нефти	т/сут	5,4	14	2,6
Дебит жидкости	т/сут	5,8	17	2,9
Обводненность	%	6	15	3
Темп падения дебита нефти	%/6 мес	-56	-11	
Темп падения дебита жидкости	%/6 мес	-58	-44	
Удельная добыча нефти	тыс. т/скв.	1,3	2,5	1,9

показатель в 1,9 раза ниже – 1,3 тыс. т (а за 12 мес по ним отобрано в среднем 2,1 тыс. т/скв.).

Проведенные экономические расчёты показали, что для окупаемости одной дорогостоящей скважины ГС с МсГРП (стоимостью, например, 200 млн р.), даже при условии нулевого НДС, из нее необходимо отобрать около 30 тыс. т нефти. В связи с этим, с учётом достигнутых по ограниченному числу ГС кратковременных результатов, говорить что-либо об их коммерческой эффективности преждевременно.

Выводы

1. Фактические результаты разработки сложно построенного объекта ЮКО-1 (баженовско-абалакский комплекс) на Пальяновской (северо-восточной) площади Краснотенского месторождения свидетельствует о недостаточном потенциале нефтедобычи из традици-

онных наклонно направленных скважин, в том числе с проведением в них большеобъемных гидроразрывов пласта. Практически все пробуренные на баженовский горизонт ННС с ГРП при вводе низкопродуктивные и далее происходит падение дебитов, скважины становятся нерентабельными.

2. Полученные на Пальяновской площади первые результаты применения на баженовском горизонте двух 1000-метровых горизонтальных скважин с 9-стадийными ГРП свидетельствуют о возможности в перспективе достижения более высоких дебитов и удельных накопленных отборов нефти на одну скважину, чем по ННС с ГРП.

3. За первые 6 мес эксплуатации скважин средняя кратность дебитов жидкости ГС (17 т/сут) по сравнению с ННС (5,8 т/сут) составила 2,6 раза, дебитов нефти (14 и 5,4 т/сут, соответственно) – 1,7 раза, кратность накопленной добычи нефти (2,5 и 1,3 тыс. т, соответ-

ственно) – 1,9 раза. Пока накопленная за 6 мес удельная добыча нефти по ГС невелика. Однако, учитывая льготу по НДС, этот показатель по экономической эффективности сопоставим с вдвое более высокими значениями по объектам, где НДС уплачивается в полном объеме.

4. Реализуемые нефтяными компаниями в Западной Сибири на баженовской свите новые решения, предусматривающие строительство горизонтальных скважин с многостадийными большеобъемными гидроразрывами пласта, в целом представляются достаточно перспективными. Это позволяет характеризовать данную технологию как конкурентоспособную по сравнению с другими подходами, но требующую дальнейшего совершенствования и развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черевко М.А., Янин К.Е. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения (ЮЛТ) // Нефт. хоз-во. – 2015. – № 2. – С. 74–77.
2. Недропользование в ХМАО – Югре в 2014 году. – Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2015. – 247 с.
3. Недропользование в ХМАО – Югре в 2015 году. – Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2016. – 238 с.
4. Галкина Н.Ю., Марыина Н.Д., Соболева М.Ю. Оценка состояния разработки скважин бездействующего фонда и баженовско-абалакского комплекса на основе базы данных по добыче // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры: XIX науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2015. – С. 170–185.
5. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С. Афанасьев, Е.В. Гаврилова, Е.М. Бирун [и др.] // Науч.-техн. вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2010. – № 4. – С. 20–25.
6. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. Баженовская нефть – "сланцевые технологии" и отечественный опыт добычи // Недропользование XXI век. – Декабрь, 2015. – С. 32–37.
7. Gladkov E.A. O perspektivnosti dobychi nefiti iz bаженовской свиты в юго-восточной части Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 10. – С. 35–39.
8. Алгоритмы определения подсчетных параметров отложений баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова [и др.] // Науч.-техн. вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2015. – № 2. – С. 9–17.
9. Кузьмин Ю.А. Оценка подсчетных параметров баженовской свиты геофизическими методами (на примере Фроловской зоны) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры: XVIII науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2015. – С. 129–139.
10. Временное методическое руководство по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа (проект от 17.06.2016) // Недропользование XXI век. – Июнь, 2016. – С. 47–69.
11. Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения / А.М. Бланк, М.Ю. Гостев, М.И. Куренко [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2008. – № 5. – С. 43–47.

12. Латыпов И.Д., Исламов Р.А., Сулейманов Д.Д. Геомеханические исследования баженовской свиты // Науч.-техн. вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2013. – № 2. – С. 20–24.
13. Маркин М.А., Гула А.К., Юсупов Я.И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода // Бурение и нефть. – 2016. – № 9. – С. 50–54.
14. Опыт реализации инженерных решений по буровым работам при строительстве горизонтальных скважин на баженовскую свиту Пальяновской площади Красноленинского месторождения / С.А. Черевко, А.Ю. Хомутов, А.В. Королев, П.Л. Рябцев // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 42–45.
15. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах в комплексе с микросейсмическим мониторингом и кросс-дипольным акустическим картографом / И.Г. Казбулатов, А.В. Рубцова, Р.Р. Юнусов [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2014. – № 9. – С. 93–95.
16. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и её возрастных аналогов / И.В. Гончаров [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 10. – С. 20–25.

LITERATURA

1. Cherevko M.A., Yanin K.E. Pervye rezultaty primeneniya mnogostadiynykh gidrorazryvov v gorizontalnykh skvazhinakh Priobskogo mestorozhdeniya (YuLT) // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 2. – S. 74–77.
2. Nedropol'zovanie v KhMAO – Yugre v 2014 godu. – Tyumen': IzdatNaukaServis, 2015. – 247 s.
3. Nedropol'zovanie v KhMAO – Yugre v 2015 godu. – Tyumen': IzdatNaukaServis, 2016. – 238 s.
4. Galkina N.Yu., Mar'ina N.D., Soboleva M.Yu. Otsenka sostoyaniya razrabotki skvazhin bezdeystviyushchego fonda i bаженовско-abalakского комплекса на основе базы данных по добыче // Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO – Yugry: XIX nauch.-prakt. conf. – Khanty-Mansiysk, 2015. – S. 170–185.
5. Bazhenovskaya svita. Obshchiy obzor, nereshennyye problemy / I.S. Afanas'ev, E.V. Gavrilova, E.M. Birun [i dr.] // Nauch.-tekh. vestnik ОАО "NK "Rosneft". – 2010. – № 4. – S. 20–25.
6. Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leont'evskiy A.V. Bazhenovskaya nefi' – "slantsevye tekhnologii" i otechestvennyy opyt dobychi // Nedropol'zovanie XXI vek. – Dekabr', 2015. – S. 32–37.
7. Gladkov E.A. O perspektivnosti dobychi nefiti iz bаженовской свиты в юго-восточной части Западной Сибири // Bурение i nefi'. – 2016. – № 10. – S. 35–39.
8. Algoritmy opredeleniya podschetnykh parametrov otlozheniy bаженовской свиты по Salymской группе mestorozhdeniy / S.I. Bilibin, T.F. D'yakonova, T.G. Isakova [i dr.] // Nauch.-tekh. vestnik ОАО "NK "Rosneft". – 2015. – № 2. – S. 9–17.
9. Kuz'min Yu.A. Otsenka podschetnykh parametrov bаженовской свиты geofizicheskimi metodami (na primere Frolovskoy zony) // Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO – Yugry: XVIII nauch.-prakt. conf. – Khanty-Mansiysk, 2015. – S. 129–139.
10. Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov podvizhnoy nefiti treshchinnykh i treshchinno-porovykh kolektorov slantsevoogo tipa (proekt ot 17.06.2016) // Nedropol'zovanie XXI vek. – Iyun', 2016. – S. 47–69.
11. Kompleksnoe izuchenie treshchinno-porovykh kolektorov domelovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo basseyna na primere Pal'yanovskogo mestorozhdeniya / A.M. Blank, M.Yu. Gostev, M.I. Kurenko [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2008. – № 5. – S. 43–47.

12. Latypov I.D., Islamov R.A., Suleymanov D.D. Geomekhanicheskie issledovaniya bazhenovskoy svity // Nauch.-tekhn. vestnik OAO "NK "Rosneft". – 2013. – № 2. – S. 20–24.
13. Markin M.A., Gula A.K., Yusupov Ya.I. Kompleksnyy geomekhanicheskiy podkhod dlya vybora intervalov provedeniya GRP na primere bazhenovskoy svity v predelakh Krasnoleninskogo svoda // Burenie i nefi'. – 2016. – № 9. – S. 50–54.
14. Opyt realizatsii inzhenernykh resheniy po burovym rastvoram pri stroitel'stve gorizonta'nykh skvazhin na bazhenovskuyu svitu Pal'yanovskoy ploshchadi Krasnoleninskogo mestorozhdeniya / S.A. Cherevko, A.Yu. Khomutov, A.V. Korolev, P.L. Ryabtsev // Burenie i nefi'. – 2016. – № 3. – S. 42–45.
15. Mnogostadiynnyy gidrorazryv plasta v gorizonta'nykh skvazhinakh v komplekse s mikroseysmicheskim monitoringom i kross-dipol'nyy akusticheskim karotazhem / I.G. Kazbulatov, A.V. Rubtsova, R.R. Yunusov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2014. – № 9. – S. 93–95.
16. Tipy i katagenez organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity i ee vozrastnykh analogov / I.V. Goncharov [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 10. – S. 20–25.