

## **Опыт применения горизонтальных добывающих скважин в монолитных пластах Южно-Киняминского месторождения**

**М.А. Черевко**, заместитель генерального директора  
– главный геолог ООО "Газпромнефть-Хантос";

**К.Е. Янин**, заместитель генерального директора ООО "Проектное бюро "ТЭРМ";

**А.Н. Янин**, генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ".

В последнее пятилетие у нефтяных компаний России отчетливо появился тренд повышения интереса к применению горизонтальных скважин (ГС), в том числе и с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта. Если в 2009г. при общей проходке по РФ – 14,091 млн.м на горизонтальное бурение приходилось 1,387 млн.м или 9,8%, то в 2013г. – 20,840 млн.м и 4,329 млн.м (20,8%). В I кв. 2014г. по данным журнала «Бурение и нефть» доля ГС в общей проходке увеличилась до 28,7%, т.е. практически в три раза по сравнению с 2009г. В основном нефтедобывающем районе – ХМАО-Югре по данным ЦРН ХМАО в 2008г. было введено 309 новых ГС, в 2009г. – 270 ГС, а в 2013г. – 592 ГС, т.е. по региону отмечается рост ввода ГС за 5-летие ~ в 2 раза.

Из анализа рассмотрения проектных технологических документов на ЗСТО ЦКР Роснедр по УВС (г.Тюмень) в последние годы следует, что из общего количества скважин, утвержденных к бурению на перспективу, примерно каждая третья является горизонтальной, а в добывающем фонде эта доля ещё выше. Согласно сообщению генерального директора ОАО «Газпром нефть» А.Дюкова на Петербургском экономическом форуме (2014г.) в компании 40% буримых скважин – горизонтальные, а 10% - многоствольные.

Авторами рассмотрена «свободная» выборка из примерно 100 мало- и среднеразбуренных месторождений Западной Сибири, документация по которым согласована ЗСТО ЦКР в 2012-2014гг. Для оценки масштаба выборки справочно укажем, что общий эксплуатационный фонд в сумме по этим месторождениям составляет 38140 скважин, в т.ч. 24955 (65%) добывающих и 13185 (35%) нагнетательных, их соотношение ~ 1,9. Доля ГС в общем эксплуатационном фонде скважин ~ 20%. Фактически пробуренный фонд 15205 скважин (40%), в т.ч. горизонтальных – 271 (2%), фонд для бурения – 22935 скважин, в т.ч. горизонтальных – 7499 скважин или 33%. В среднем на одно (условное) месторождение приходится эксплуатационный фонд – 375 скважин, в т.ч. добывающих – 245, нагнетательных – 130.

Практика разработки многих нефтяных пластов в РФ подтверждает теоретическое положение о том, что наиболее успешные результаты применения ГС достигаются в однородных монолитных пластах с невысокой вертикальной анизотропией по проницаемости. В Тюменской области весьма успешные показатели внедрения ГС в аналогичных условиях достигнуты на Энтельском, Сугмутском, Чатылькинском и ряде других месторождений. В связи с этим компания «Газпром нефть» приняла решение реализовать систему разработки с применением ГС увеличенной длины также на новом Южно-Киняминском месторождении ХМАО-Югры.

Месторождение открыто в 1990г, введено в опытно-промышленную разработку 15 января 2013г. Промышленная нефтеносность приурочена, в основном, к терригенным отложениям пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> верхнеюрского комплекса васюганской свиты. На отдельных участках в разрезе горизонта выделяют сближенные пласты ЮВ<sub>1</sub><sup>1а</sup> (нефтеносный) и ЮВ<sub>1</sub><sup>1б</sup> (преимущественно водоносный). Сред-

няя толщина глинистой перемычки между ними – 3 м. Из десятка небольших залежей нефти в разработку сейчас вовлечены запасы трех залежей пластового-сводового типа в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (ЮВ<sub>1</sub><sup>1а</sup>).

Эксплуатационное разбуривание месторождения осуществляется одновременно на трех (отличающихся по размерам) залежах – Основной, Западной и Восточной. Менее чем за два года в дополнение к 16 поисковым и разведочным скважинам здесь пробурено 26 эксплуатационных, в т.ч. 13 горизонтальных и 13 наклонно-направленных (ННС). Сочетание ННС и ГС при освоении объекта наряду с опробованием технологии горизонтального бурения позволило уточнить представление о моделях геологического строения залежей. В частности, подтверждено, что пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1б</sup> в новых скважинах – водоносен.

**Табл.1. Характеристика геологического строения объекта**

Параметры / Залежь		Основная	Западная	Восточная	В целом
		ЮВ <sub>1</sub> <sup>1а</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1а</sup>	
Толщина, м	общая (в коллекторах)	6,9	16,4	9,0	9,1
	эффективная	5,9	13,9	7,7	7,7
	нефтенасыщенная	5,5	5,8	4,8	5,5
	водонасыщенная	0,4	8,0	2,9	2,2
Пористость пласта, %		17,1	16,9	16,7	17,0
Нефтенасыщенность, %		53,5	58,4	47,8	53,3
Проницаемость, мД	нефтенасыщенная	53	149	37	68
	водонасыщенная	102	144	44	101
	нефтеводонасыщенная	54	146	41	72
Песчанность в коллекторах, %		85	86	86	85
Расчлененность (нефть+вода), б/р		1,8	3,5	2,3	2,2
Толщина 1-го пропластка, м	нефтенасыщенного	5,0	5,0	3,8	4,7
	непроницаемого	0,9	0,9	1,1	0,9
Послойн. неоднородность ( $V^2_{\text{посл.}}$ ), доли ед.		0,31	0,20	0,24	0,28

Особенности геологического строения залежей следующие. Средняя глубина залегания кровли горизонта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> – 2900 м. На Основной залежи скважины вскрыли нефтяную зону, на других – преимущественно, водонефтяную с глинистым разделом от воды ~ 1 м. В единичных случаях на Западной и Восточной залежах запасы нефти – контактные в единичных случаях. Общая толщина пласта в границах коллекторов (без учета пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1б</sup>) – 9,1 м, эффективная – 7,7 м, нефтенасыщенная – 5,5 м. Все залежи характеризуются монолитным строением: эффективная песчанность – 85%, послойная неоднородность (по В.Д.Лысенко) невелика – 0,28. Сочетание проницаемости 40-150 мД и прочих параметров пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (см.рис. 1 и 2) делает Южно-Киньяминское месторождение идеальным объектом для применения горизонтальных скважин с увеличенной длиной ствола.

Действующим проектным документом (исп. ООО «Проектное бюро «ТЭРМ» 2012г.) предусмотрено применение избирательной системы разработки объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, сочетающей добывающие ГС и нагнетательные ННС (рис.3). Преимуществами данной системы являются способность поддерживать необходимое пластовое давление в залежах, обеспечивать высокие темпы добычи нефти и экономическую эффективность. Учитывая неопределенность геологического строения и маломощность пласта, почти во всех горизонтальных скважинах бурились пилотные стволы, что позволило снизить риски неэффективного горизонтального бурения.

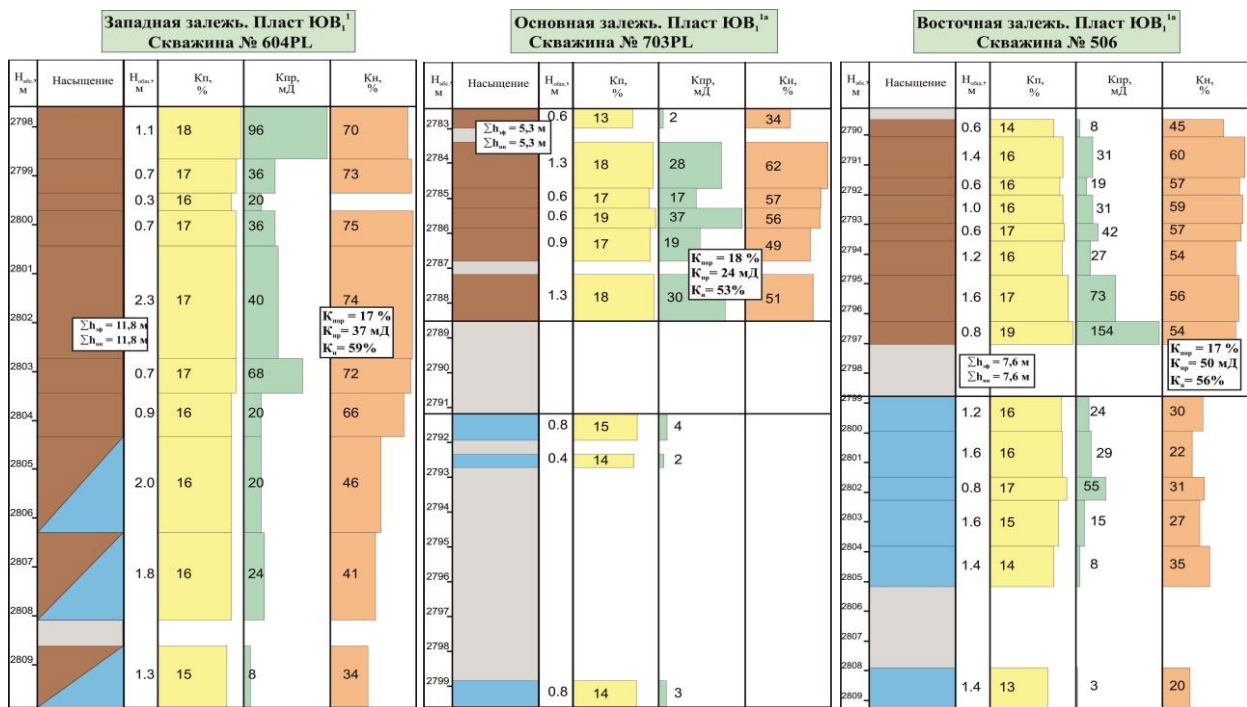


Рис. 1. Типовые разрезы объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> по скважинам

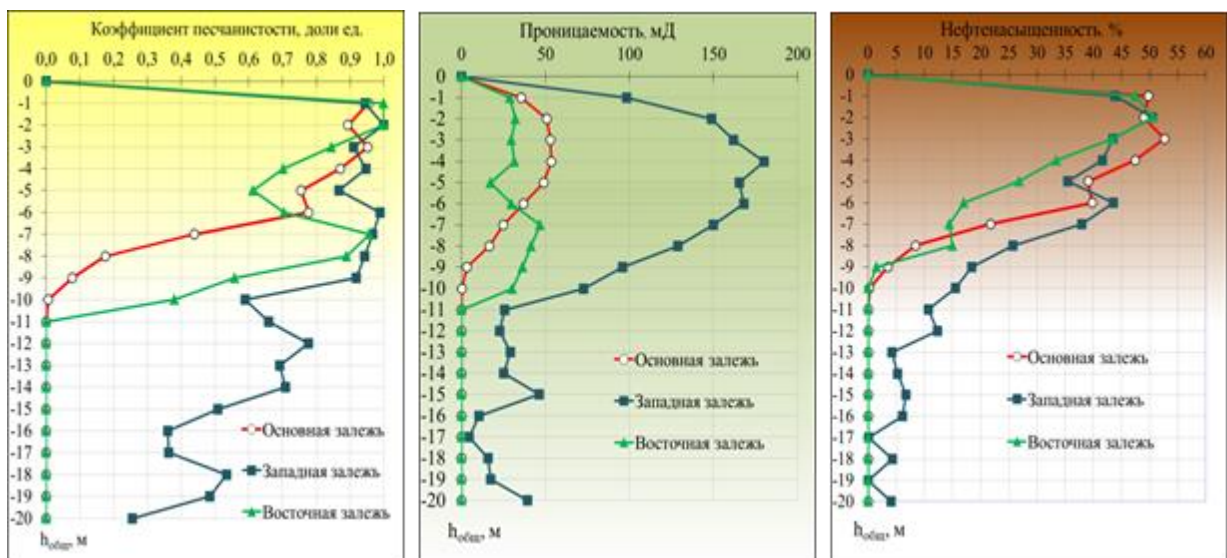


Рис.2. Геолого-статистические разрезы по залежам

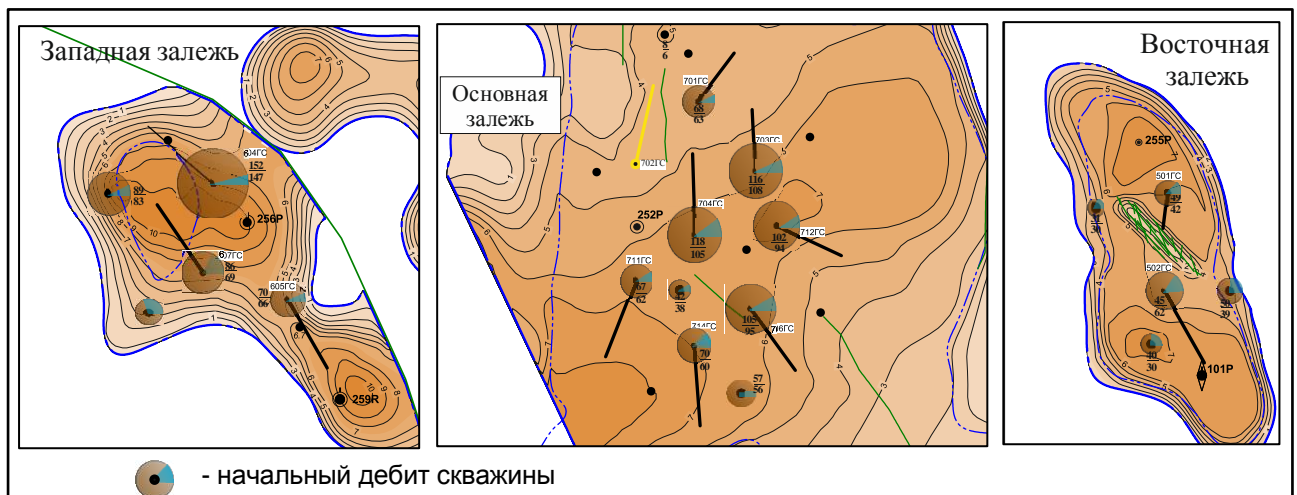


Рис. 3. Схема размещения скважин на залежах объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Добыча нефти на Южно-Киняминском месторождении составила в 2013г. – 92 тыс.т, в 2014г. (ожидаемая) – 370 тыс.т Быстрое разбуривание объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> с применением ГС обеспечило высокие (более 7%) темпы отбора от НИЗ нефти категории С<sub>1</sub> уже на 2-й год разработки, в т.ч. от запасов вовлеченных залежей – 8,3%.

Применение ГС вместо ННС позволяет существенно сократить буримый фонд скважин. В случае применения на объекте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> ННС по сетке 36 га/скв. пришлось бы пробурить 73 новых скважины, в т.ч. 45 добывающих и 28 нагнетательных. При использовании добывающих ГС буримый фонд сокращается более, чем вдвое – до 29 скважин, в т.ч. 16 добывающих и 13 нагнетательных (ННС).

На Южно-Киняминском месторождении вначале более активно разбуривалась Основная залежь. С января 2013г. здесь было пробурено 8 ГС (в эксплуатации сейчас находится – 7), на Западной и Восточной залежах введено 5 ГС (табл.2). Первые полтора года разработка объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> осуществлялась на естественном режиме. Закачка началась в единичные скважины со второй половины 2014г., основная часть нагнетательных скважин находится пока в обработке на нефть.

**Табл.2. Структура действующего фонда скважин**

Фонд скважин / Залежи	Основная	Западная	Восточная	Всего
Эксплуатационные – всего	14	6	5	25
Добывающие – всего	10	6	5	21
из них ГС / ННС	7/3	3/3	2/3	12/9
Нагнетательные (ННС) в ППД	4	-	-	4
Поисково-разведочные (в добыче)	2	3	1	6
<b>Итого</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>31</b>

Горизонтальные скважины пробурены преимущественно в зонах нефтенасыщенных толщин 5- 8м, средняя  $h_{нн}$  – 6,3м. Длина горизонтальных участков (ГУ) в пласте – 600-800м, в среднем – 750м. Окончания скважин оборудованы хвостовиком-фильтром, ГРП в ГС не проводились. Эффективная (в границах коллекторов) проходка по геофизическим данным в среднем по ГС оценивается в 90%, изменяясь по скважинам – от 66 до 100% (табл. 3).

**Табл. 3. Параметры по 12 горизонтальным скважинам**

Залежь	Номер скважины	Входной дебит (1 мес.), т/сут		Нефтенасыщенная толщина, м	Длина ГУ, м	Эффективная проходка		К <sub>прод</sub> , м <sup>3</sup> /сут* МПа	ΔР (при вводе), МПа
		нефти	жидк.			м	%		
Основная	703ГС	112	127	5,5	613	571	93	20	7
	704ГС	109	129	6,3	808	798	99	17	8
	706ГС	98	125	6,5	758	653	86	15	9
	712ГС	95	104	7,1	707	597	84	11	11
	701ГС	72	95	4,5	607	600	99	3	24
	711ГС	62	69	6,5	822	814	99	4	16
	714ГС	58	74	7,0	782	717	92	5	14
	<b>Среднее</b>	<b>86</b>	<b>103</b>	<b>6,2</b>	<b>728</b>	<b>679</b>	<b>93</b>	<b>10,7</b>	<b>12,7</b>
Западная	604ГС	144	150	8,7	849	720	85	35	5
	607ГС	73	81	6,8	800	800	100	17	5
	605ГС	66	70	6,7	759	626	82	15	5
	<b>Среднее</b>	<b>94</b>	<b>100</b>	<b>7,4</b>	<b>803</b>	<b>715</b>	<b>89</b>	<b>22,3</b>	<b>5</b>
Восточная	502ГС	64	69	4,5	808	536	66	8	12
	501ГС	41	54	5,8	350	335	96	3	16
	<b>Среднее</b>	<b>53</b>	<b>62</b>	<b>5,1</b>	<b>579</b>	<b>436</b>	<b>81</b>	<b>5,5</b>	<b>14</b>
<b>В целом</b>	<b>Среднее</b>	<b>83</b>	<b>96</b>	<b>6,3</b>	<b>722</b>	<b>647</b>	<b>90</b>	<b>12,8</b>	<b>11</b>

Отметим, что более высокие дебиты ГС получены при меньших депрессиях, что свидетельствует об основном влиянии на дебиты именно геологических факторов. Между вскрытыми ГС толщинами коллекторов и начальными дебитами нефти наблюдается определенная корреляция (рис. 4).

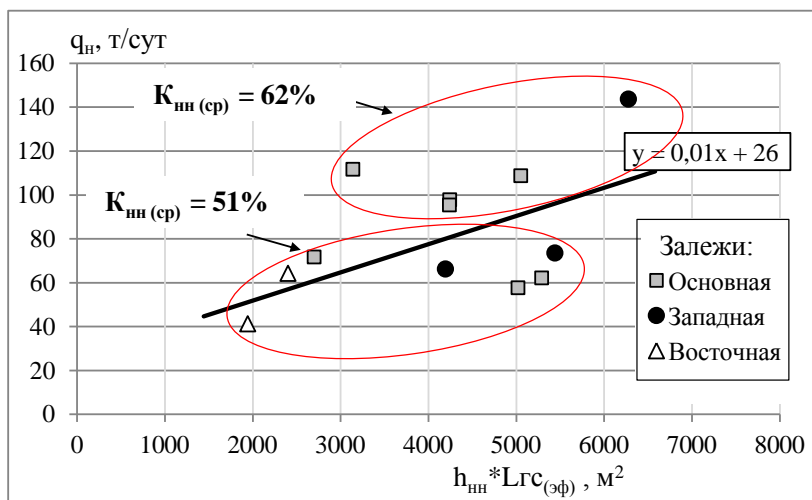


Рис. 4. Сопоставление дебита ГС с эффективной проходкой и вскрытой (по вертикали) нефтенасыщенной толщиной пласта

Несмотря на непродолжительную историю разработки месторождения накопленная информация позволяет сформировать базовое представление об эффективности бурения горизонтальных скважин. Средний начальный (за первый месяц) дебит нефти по 12 ГС составил 83 т/сут, дебит жидкости – 96 т/сут, обводненность – 14%. Вследствие монолитности объекта и удовлетворительных ФЕС коллекторов динамика дебитов ГС пока характеризуется достаточной устойчивостью. За первые 3 месяца работы средний дебит жидкости снизился всего лишь на 7% (до 89 т/сут), а дебит нефти – почти не изменился.

Для анализа обобщенной динамики изменения дебитов показатели по ГС, введенным в разное время, приведены к единому (условному) моменту ввода их в эксплуатацию (рис.5).

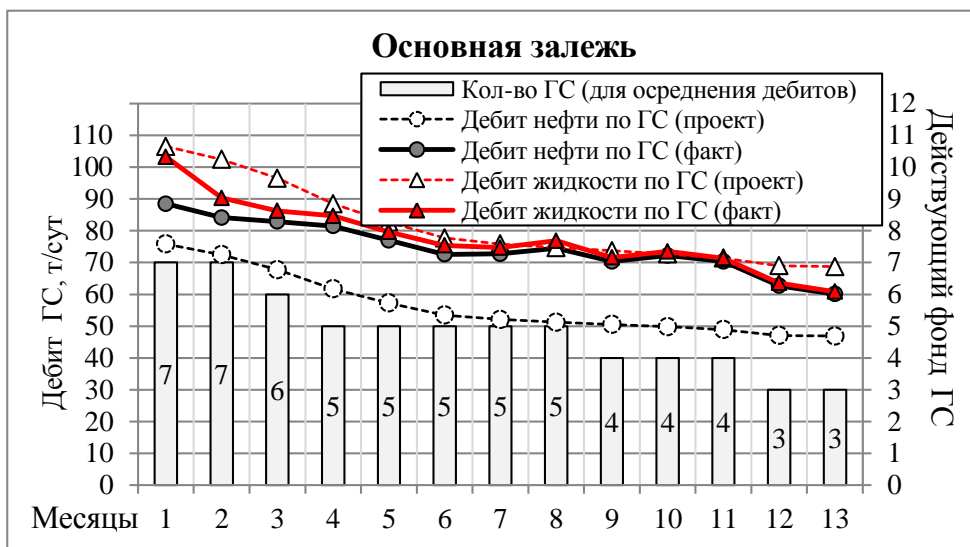


Рис. 5. Сопоставление проектных и фактических дебитов ГС

Сравнение ожидаемых и фактических дебитов ГС показало следующее. Если предполагаемые (полученные в проекте на 3D-модели) и фактические дебиты жидкости по ГС на Основной залежи в целом совпадают (рис. 5), то обвод-



ненность (3%) оказалась существенно ниже прогнозной (30%). Вследствие этого фактические дебиты нефти по ГС получились на 15-30% выше проектных.

Характерной особенностью эксплуатации ГС является снижение их обводненности в течение 1-2 месяцев с момента ввода в добычу (рис. 6). Это свидетельствует о технических причинах появления воды в скважинах на начальном этапе. В целом же анализируемый период работы ГС на Основной залежи можно отнести к безводному периоду эксплуатации. Добыча безводной нефти обусловлена тем, что пробуренные ГС расположены в ЧНЗ пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1а</sup>, а их профили проходят преимущественно в кровельной и средней частях разреза (рис. 6).

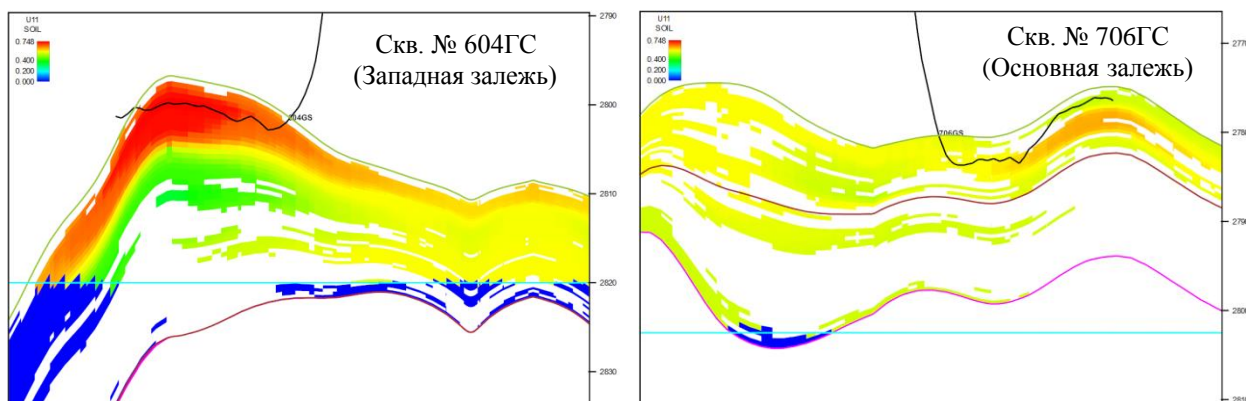


Рис. 6. Профили пробуренных горизонтальных скважин

Из сравнения находящихся в отработке на нефть нагнетательных (ННС), добывающих разведочных (ННС) и горизонтальных скважин следует, что ГС выглядят предпочтительнее. На Основной залежи входной дебит нефти по ГС составил 89 т/сут, а ННС – 52 т/сут. В среднем соотношение дебитов нефти и жидкости ГС ННС составляет 1,7. На 10-й месяц работы дебиты нефти составили: по ГС – 72 т/сут, по ННС – 39 т/сут, их соотношение – 1,85. На Западной и Восточной залежах картина схожа: дебиты ГС достаточно стабильны и по отношению к ННС выше в 1,8 раза.

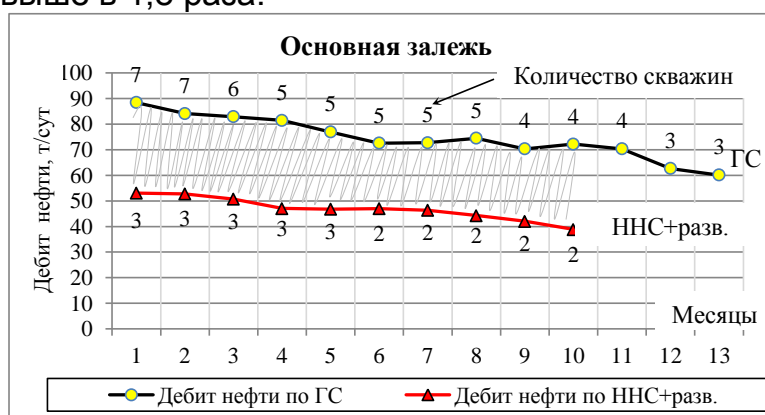
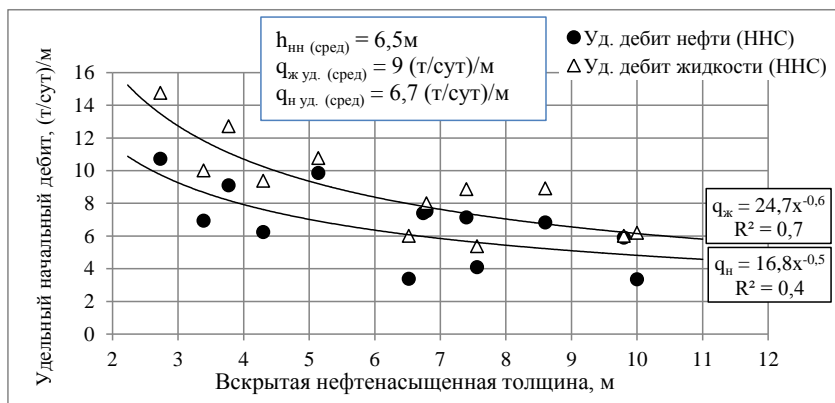


Рис. 7. Сравнение дебитов нефти по ГС и ННС (без ГРП)

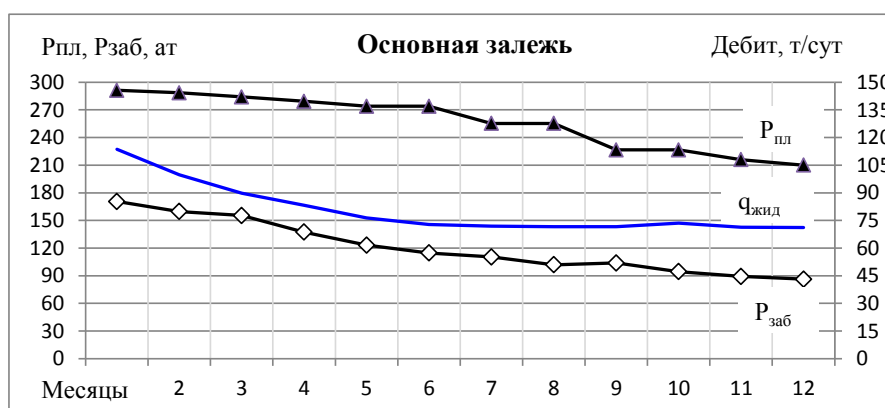
Наряду с корреляцией между дебитом и площадью «эффективного» разреза пласта вдоль ствола ГС, анализ дебитов нефти и жидкости по ННС (в т.ч. разведочным) показал также наличие их связи с нефтенасыщенной толщиной. Более высокие начальные дебиты обеспечили скважины на участках с большими нефтенасыщенными толщинами. Укажем, что среднее значение начального удельного дебита жидкости по ННС – 9 (т/сут)/м, а на 1 единицу проводи-

мости  $k \cdot h = 0,132$  т/сут·мД·м.



**Рис. 8. Зависимость удельных начальных дебитов жидкости по ННС (без ГРП) от нефтенасыщенной толщины пласта**

Поддержание устойчивых дебитов ГС обеспечивается за счет соответствующего понижения забойного давления в скважинах (рис.9). Сейчас пока насчитывается 4 ГС, продолжительность эксплуатации которых превышает 1 год. В течение первых 12 месяцев забойное давление по этим скважинам снизилось вдвое – со 170 до 85 ат (рис. 8). Коэффициент продуктивности при этом снизился в 1,6 раза – с 1,1 до 0,7 т/сут·ат. Тем не менее, средняя удельная добыча нефти по этим ГС за 12 месяцев оказалась весьма высокой – 27 тыс.т/скв.



**Рис. 9. Динамика дебитов и забойного давления по четырем ГС**

Пластовое давление за рассматриваемый период снизилось с начального 290 ат до текущего 210 ат, т.е. на 80 ат или 28%. Указанное снижение  $P_{пл}$  рассценивается как вполне допустимое.

### Выводы:

1. Разработку среднепроницаемых однородных пластов Южно-Киняминского месторождения целесообразно осуществлять с применением горизонтальных добывающих и вертикальных нагнетательных скважин.
2. Активное разбуривание объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> с использованием горизонтальных скважин увеличенной протяженности обеспечило выход на высокие (7-8%) темпы отбора запасов нефти, начиная со 2-го года добычи.
3. Начальные и текущие дебиты горизонтальных скважин в 1,7-1,8 раза выше, чем по вертикальным (без ГРП).
4. Для стабилизации энергетического состояния пласта на крупных залежах необходимо обеспечить своевременное формирование системы ППД. Мелкие

залежи могут разрабатываться на естественном режиме.

Адрес для связи: [Term@term-pb.ru](mailto:Term@term-pb.ru)

**Ключевые слова:** Южно-Киняминское месторождение, горизонт ЮВ<sub>1</sub>, горизонтальные скважины, дебиты нефти и жидкости, энергетика залежи.