

Крупные месторождения: Советское, Первомайское, Лугинецкое. Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30 %, а перечисленных крупных месторождений 17,58 %. По данным геологических прогнозов, количество неразведанных ресурсов в Томской области превышает число известных запасов в 1,8 раза, что благоприятствует многолетней сырьевой обеспеченности нефтедобывающих предприятий.

Литература

1. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. Прогноз месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 350 с.
2. Коржубаев А.Г., Мартынов И.В. Минеральные ресурсы России // Экономика и управление, 2008. – № 5. – С. 33 – 36.

ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ И ОМСКАЯ ОБЛАСТИ)

Е.В. Кушнярёва

Научный руководитель доцент Н.М. Неволишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Освоение Крапивинского месторождение ведется с 1969 года. В ходе исследований, проведенных в 1984 году, было выявлено сложное строение продуктивных пластов месторождения. По особенностям литологического строения и фильтрационно-ёмкостной неоднородности пласта Ю₁³, а также по результатам поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в пределах Крапивинского поднятия было выявлено 4 типа разреза [1]. Не смотря на то, что месторождение давно было введено в разработку, существуют районы, которые требуют дополнительного изучения. В числе таких районов находится юго-восточная часть месторождения, запасы которой до сих пор не переведены из категории С₂ в С₁.

Для устранения недостатка информации, уточнения строения и морфологических особенностей района, перевода запасов из категории С₁ в С₂ предлагается пробурить разведочную скважину. Закладка скважины планируется в своде купола, который околонтурен изогипсой -2570, пресечен сейсмопрофилем 8033 (рис.). Глубина скважины 2800 м, проектный горизонт – тюменская свита, пласты Ю₁² и Ю₁³ горизонта Ю₁.

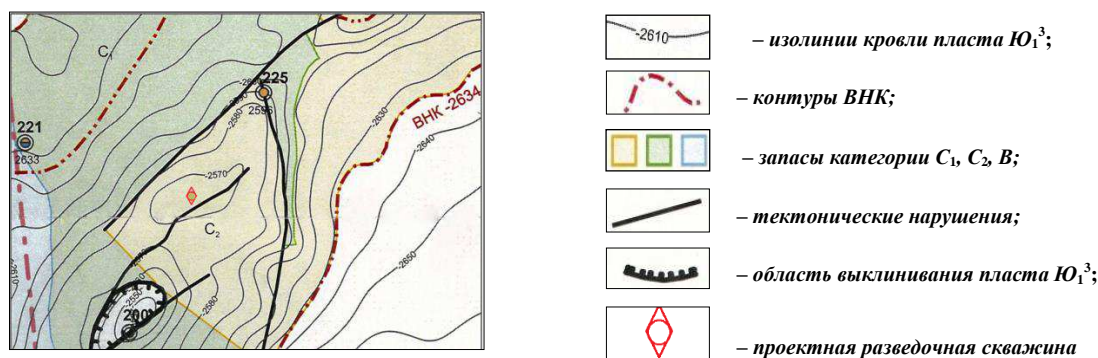


Рис. Схема расположения проектной скважины

В ходе доразведки месторождения планируется решить следующие задачи:

- уточнение положения контактов нефть-вода и контура залежей;
- пересчёт дебетов нефти и воды, определение пластового давления, давления насыщения нефти и коэффициентов продуктивности скважин;
- проследить изменчивость фильтрационно-ёмкостных характеристик коллекторов;
- уточнение распространения пород – коллекторов различных типов.

В процессе доразведки месторождения рекомендуется проведение следующих мероприятий, которые должны явиться обязательными.

1. Отбор керн в интервале горизонта Ю₁ васюганской свиты. Дополнительной целью будет являться дальнейшая разведка месторождения, уточнение структуры залежей и запасов углеводородов.
2. Проведение комплекса ГИС (табл. 1):
3. Литолого-фациальные и петрофизические исследования кернового материала полученного при бурении скважин.
4. Исследование ФЭС образцов керн отобранных в интервале продуктивного пласта, включающее изучение коллекторских свойств, порометрические исследования, определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, исследования коэффициента вытеснения нефти различными рабочими агентами.
5. Отбор и исследование глубинных проб нефти для определения свойств и состава пластовых флюидов.

6. Систематический отбор и анализ поверхностных проб УВ действующего фонда скважин для контроля за процессом разработки и получения и уточнения данных для проектирования объектов обустройства месторождения.

7. Испытание пластов перед вводом скважины в эксплуатацию, во всех вводимых скважинах в период пробной эксплуатации месторождения.

8. Гидродинамические исследования новых скважин, а так же до и после проведения ГТМ. План проведения исследования составляется индивидуально по скважине, в соответствие с прогнозируемыми параметрами пластов, требуемого радиуса охвата, поставленными целями и задачами.

Бурение скважины планируется проводить с обязательным отбором керна в интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор керна следует начинать с отложений битуминозных аргиллитов баженовской свиты, основной нефтематеринской породы на территории Западной Сибири.

Это позволит не только наиболее точно привязаться к продуктивным отложениям васюганской свиты и отобрать кондиционную коллекцию продуктивных песчаников для исследований, но и получить керновый материал для геохимических исследований. На полученном керновом материале должны быть получены аналитические данные, позволяющие внести корректировки в гидродинамическую модель и обосновать коэффициент извлечения нефти при дальнейшем пересчете запасов УВ и при переводе запасов в более высокие категории.

Таблица 1

Промыслово-геофизические исследования скважин

Виды каротажа	Интервалы Исследований, м
В открытом стволе	
Стандартный каротаж зондом А2М0,5N; ПС и профилеметрия	0–930; 930–1350; 1300–1730; 1680–2200; 2150–2730; 2680–2800
Микрозондирование, БК и МБК, ИК, ПС, акустический (АКШ), резистивиметрия, БКЗ(7 зондов), профилеметрия	930–1730; 1680–2200; 2150–2700; 2650–2800
ВИКИЗ	930–1730; 1680–2200; 2150–2700; 2650–2800
ГГК-П, НКТ, ГК, НГК, ГГК-С	930–1730; 1680–2200; 2150–2700; 2650–2800
Временные замеры А4М0,5N, БК, ИК, ПС	1680–2700; 2150–2800
Инклинометрия	0–2800 – в интервалах стандартного каротажа
Газовый каротаж	0–2800
Термометрия (ОГТ)	0–2800
Стандартный зонд, ПС, профилемер	перед проведением ИП
В обсаженном стволе	
Отбивка забоя (локатор муфт)	930–2790
Определение качества цементирования (АКЦ, СГДТ)	0–930; 930–2790
Локатор муфт (до и после перфорации)	в интервалах перфорации
НКТ, ГК	930–2790
НКТ, ГК	0–930
ВСП–ОГТ	0–2790
Инклинометр	0–2790 через 25 м

В результате бурения проектной скважины планируется получить прирост запасов по категории С₁ нефти в количестве 1715,5 тыс. т (табл. 2).

Таблица 2

Подсчетные параметры и запасы нефти с учетом планируемого прироста по проектной скважине 111

Категория	Пласт	F, м ²	H, м	K _п , д.е.	K _н , д.е.	ρ	β	Запасы нефти, тыс.т	
								Геологические	Извлекаемые
С ₁	Ю ₁ ³	7.500	2,5	0,166	0,900	0,852	0,590	1389,4	514,1
С ₁	Ю ₁ ²	4.150	1	0,161	0,900	0,857	0,527	305	67
Итого								1715,5	581,1

Литература

1. Белозеров В.Б. Палеогеографические особенности формирования нефтеносных пластов васюганской свиты Западной Сибири // Известия ТПУ, 2008. – Т. 311. – № 1. – С. 67–72.