

## КИЕВ-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ

Ю. В. НАИДАНОВ, В. Н. РОСТОВЦЕВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

В северо-восточной части Каргасокского района Томской области в 1970 году было открыто новое Киев-Еганское месторождение нефти.

Согласно карте тектоники мезозойско-кайнозойского чехла юго-востока западно-сибирской плиты, составленной в 1971 году большим коллективом сотрудников СНИИГГИМСА и Томского территориального геологического управления под редакцией Ф. Г. Гурари, это месторождение расположено в центральной части Киев-Еганского куполовидного поднятия (КП), выявленного в северо-восточной части Усть-Тымской впадины.

Развитие Киев-Еганской структуры носило сложный прерывистый характер. Наиболее интенсивный рост это поднятие испытывало в средне-юрское время. Определенным образом развитие данного поднятия влияло на аккумуляцию углеводородов в Киев-Еганской структуре III порядка, в пределах которой в 1970 году было открыто нефтяное месторождение.

Глубинное строение рассматриваемой структуры изучено сейсморазведкой по отражающим горизонтам 1-б (верхи тюменской свиты) и III (низы покурской свиты). По другим опорным горизонтам структурные карты не строились.

По горизонту 1-б Киев-Еганская структура уверенно оконтуривается изогипсой 2650 м, простирание ее северо-западное, размеры структуры в указанном контуре 15×18 км, амплитуда 100—130 м, крутизна склонов обычно небольшая (до 40—50), но в ряде случаев достигает 1,5—2° (рис. 1).

На северо-западе и юго-востоке структуры отрисовано два самостоятельных купола по изогипсе — 2550 м.

Структурная схема по III отражающему горизонту несколько упрощается, увеличиваются размеры структуры до 18×20 км, уменьшается ее амплитуда.

Анализ результатов гравиразведки и аэромагнитной съемки показывает, что Киев-Еганскому локальному поднятию в плане соответствует минимум силы тяжести и переходная зона от положительных к отрицательным значениям магнитного поля. На структуре на 1/1—1973 года пробурено три скважины: № 350 — первооткрывательница месторождения, № 351 и 352. Бурение скважин № 350, 351 остановлено в отложениях тюменской свиты (нижняя + средняя юра). Скважина № 352 достигла максимальной глубины 3152 м и вскрыла доюрские отложения.

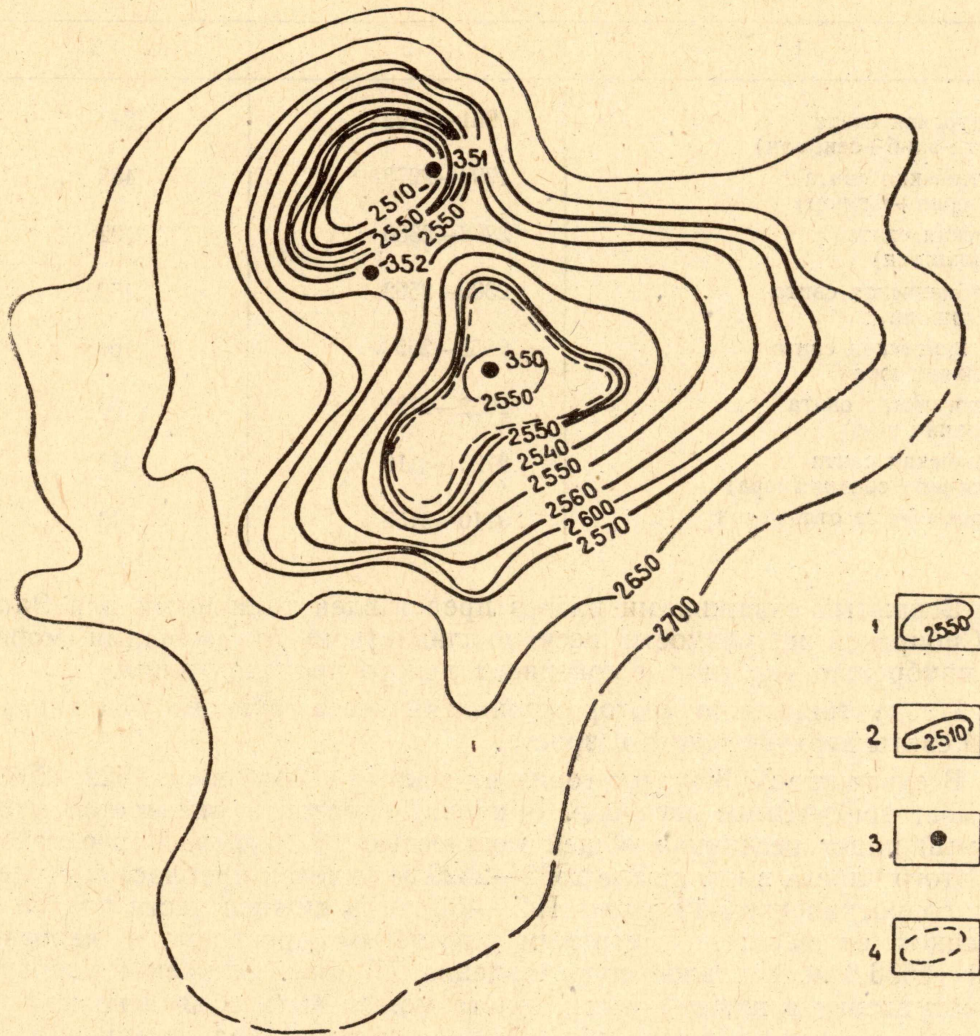


Рис. 1. Структурная карта Киев-Еганского нефтяного месторождения.  
 1. Изогипсы отражающего горизонта 1-6 тюменской свиты. 2. Изогипсы кровли пласта Ю-1 по бурению. 3. Пробуренные скважины. 4. Предполагаемый водонефтяной контакт.

Сводный геологический разрез Киев-Еганского месторождения с учетом кернового и геофизического материала трех скважин приведен в таблице.

Таблица

Наименование стратиграфических единиц	Интервал залегания, м	Мощность отложений, м
1	2	3
Четвертичные отложения	0—48	48
Палеоген	48—465	417
Ганькинская свита (маастрихтдатский)	465—622	157
Славгородская свита (в. сантон+кампан)	622—715	93
Ипатовская свита (коньяк+сантон)	715—932	217
Кузнецовская свита (турон)	932—951	19

1	2	3
Покурская свита (апт+альб+сеноман)	951—1793	842
Вартовская свита (готерив+баррем)	1793—2278	485
Тарская свита (валанжин)	2278—2380	102
Куломзинская свита (валанжин)	2380—2552	172
Марьяновская свита (верхняя юра)	2552—2652	100
Васюганская свита (верхняя юра)	2652—2725	73
Тюменская свита (нижняя+средняя юра)	2725—3110	385
Палеозойские отложения	3110—3152	42

Вскрытый скважинами разрез представлен типичными для Западно-Сибирской низменности песчано-глинистыми отложениями морского, прибрежно-морского и континентального происхождения.

Продуктивным на месторождении является горизонт Ю-1 васюганской свиты верхнеюрского возраста.

В скважине № 350 этот горизонт вскрыт в интервале 2622—2677 м и имеет трехчленное строение. В кровле горизонта отмечается проницаемый пласт песчаника общей мощностью 16 метров. В верхней части этого пласта в интервале 2622—2629 м выделен пропласток с удельным сопротивлением 12 *омм* и ПС — 55 *мв*, в нижней части пласта, отделенной от верхнего метровым глинистым прослоем, в интервале 2631—2636,8 м, удельное сопротивление 7,5 *омм*. Снижение удельного сопротивления в нижней части пласта может быть объяснено или увеличением его глинистости, или изменением характера насыщения данной части пласта.

Средняя часть горизонта представлена 24-метровым аргиллито-алевролитовым пластом с маломощными прослоями песчаников. Практически это непроницаемая часть горизонта, разделяющая его на два проницаемых пласта (верхний и нижний). Нижний проницаемый пласт залегает в интервале 2662—2677 м, общая мощность 15 метров. По промыслово-геофизическим данным удельное сопротивление этого пласта колеблется от 3,7 до 3,1 *омм*, ПС — 57—52 *мв*.

Керновым материалом охарактеризованы лишь верхняя и средняя части горизонта Ю-1. Из интервала 2622,5—2631,7 м поднято 1,71 м серого крупнозернистого песчаника слабо-нефтенасыщенного — с запахом нефти. Интервал 2631,7—2651,4 м по керну представлен светло-серыми, мелкозернистыми песчаниками, черными сланцеватыми углями, темно-серыми аргиллитами. Открытая пористость песчаников, взятых для анализа из интервала 2622,5—2628,7 м, колеблется от 17 до 14%, проницаемость параллельно оси керна от 1,67 до 2,26 миллиардари.

Общая эффективная мощность горизонта Ю-1 23,2 м.

При совместном испытании низов баженовской пачки и верхней части горизонта Ю-1 в интервале 2618—2626 м на 3 мм штуцере отмечено пульсирующее фонтанирование нефти среднесуточным дебитом 8,4 м<sup>3</sup>. Отработать режимы на диафрагме большого диаметра не удалось, так как скважина обводнилась. Определить интервал поступления

пластовой воды в скважину не удалось. Учитывая, что нижние отверстия перфорации на 5 метров выше, чем последние признаки нефтеносности по керну, можно считать поступление пластовой воды из-за недостаточного качества цементации скважины. По данным цементометрии методом ГГК качественно зацементирован только интервал 2607—2633 м; в интервале 2655—2633 м цементаж односторонний. Вполне вероятно, что при перфорации интервала опробования, цементный камень в интервале 2633—2626 м мог нарушиться, и по зонам нарушения осуществлялся подток пластовой воды из нижележащих водоносных горизонтов.

В скважине № 351, пробуренной в присводовой части северо-западного купола, горизонт Ю-1 залегает гипсометрически на 11 метров выше, чем в скважине № 350, строение горизонта Ю-1 такое же, как и в скважине № 350, то есть трехчленное. Однако проницаемые верхний и нижний прослой сокращаются за счет замещения их глинистыми прослоями. Эффективная мощность горизонта до 11,6 м. Ввиду неоднородности и экранирования верхней части горизонта сделать заключение о насыщении пласта по результатам промысловой геофизики нельзя. Нижняя часть горизонта и отложения тюменской свиты из-за аварии электрокаротажем не охарактеризованы. Керновым материалом горизонт охарактеризован не полностью и представлен песчаниками серыми, глинистыми в основном плотными с прослоями темно-серых аргиллитов, алевролитов, углей. В процессе бурения при испытании верхней части горизонта в интервале 2608,6—2620,7 м с помощью испытателя пластов за 32 минуты при депрессии на пласт 98,4 атм получен фильтрат глинистого раствора в количестве 0,1 м<sup>3</sup> с пленкой нефти.

По керну в скважине № 351 признаки нефтеносности были отмечены в горизонте Ю-1 в интервале 2890—2898 м, однако по техническим причинам испытать его не удалось.

В скважине № 352 горизонт Ю-1 вскрыт в интервале 2650—2722 м, что гипсометрически на 38 метров ниже, чем в скважине № 350. В разрезе этой скважины отмечается ухудшение коллекторских свойств горизонта Ю-1 и сокращение эффективной мощности до 10,4 метра.

Проницаемые участки отмечаются повышенными значениями кажущихся сопротивлений, что связано либо с плохими коллекторскими свойствами, либо с характером насыщения. По керну горизонт Ю-1 представлен переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов. Отложения тюменской свиты и палеозоя практически непроницаемы. Из-за недоподъема цемента за эксплуатационной колонной горизонт Ю-1 не испытан.

При проводке скважин на Киев-Еганском месторождении опробовались в процессе бурения и в колонне отложения палеозоя, а также свит куломзинской, тарской, кузнецовской, ипатовской.

В этих отложениях притока нефти или газа не установлено. В заключение можно сделать следующие выводы:

1. Открытием Киев-Еганского месторождения территория земель с доказанной промышленной нефтеносностью отодвинулась значительно на восток Томской области.

2. В разрезе месторождения перспективными являются отложения васюганской и тюменской свит.

3. Основной продуктивный горизонт Ю-1 имеет сложное строение, закономерности его развития пока не выявлены.

4. Необходимо дальнейшее проведение поисково-разведочных ра-

бот в этом районе с целью подробного изучения его геологического строения, тектоники и нефтегазоносности с целью установления закономерностей размещения и поисков месторождений нефти во впадинах.

#### ЛИТЕРАТУРА

И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М., «Недра», 1971.

---